



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

ANTTI RYYNÄNEN  
KOKONAISTALOUDELLISIN RATKAISU UUSIEN SÄHKÖASE-  
MIEN APUSÄHKÖJÄRJESTELMÄN VARMENTAMISEKSI

Diplomityö

Tarkastaja: professori Pekka Verho  
Tarkastaja ja aihe hyväksytty  
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-  
neuvoston kokouksessa 17. elokuuta  
2016

## TIIVISTELMÄ

**ANTTI RYYNÄNEN:** Kokonaistaloudellisin ratkaisu uusien sähköasemien apusähköjärjestelmän varmentamiseksi  
Tampereen teknillinen yliopisto  
Diplomityö, 86 sivua  
Elokuu 2016  
Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma  
Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat  
Tarkastaja: professori Pekka Verho

**Avainsanat:** apusähköjärjestelmä, elinkaarikustannuslaskenta, varavoima, lyijy-akustot, diesel-varavoimakone

Sähköaseman apusähköjärjestelmän tehtävänä on tarjota sähköä aseman ohjaus-, valvonta- ja suojausjärjestelmille, jotta asema voi toimia suunnitellusti. Apusähköjärjestelmän katkoton toiminta on turvattava myös mahdollisten sähkökatkojen aikana. Tällä hetkellä Fingridin sähköasemien apusähköjärjestelmät on varmennettu toimimaan häiriötilanteessa noin 20 tuntia ilman pääasiallista apusähkönsyöttöä. Varmennus on toteutettu avoimilla lyijyakustoilla. Kantaverkkoyhtiöiden noudattaman Eurooppalaisen verkosäännön mukaan apusähköjärjestelmän varmennusaikaa olisi laajennettava vähintään 24 tuntiin. Diplomityön tavoitteena on selvittää, millaisilla varavoimavaihtoehtojilla kyseinen vaatimus täytettäisiin kokonaistaloudellisimmin uusia sähköasemia rakennettaessa.

Ennen taloudellista vertailua työssä tehtiin varavoimavaihtojen tekninen vertailu, jossa selvitettiin potentiaalisimmat vaihtoehdot apusähköjärjestelmän varavoimaksi. Soveltuvimpia vaihtoehtoja tarkastellaan myös kokonaistaloudellisesta näkökulmasta. Taloudellista vertailua varten selvitettiin vaihtoehtojen syntyvät kustannukset käyttäen alan toimittajien ilmoittamia kustannuksia sekä tämän hetkisiä keskimääräisiä kunnossapitokustannuksia. Vaihtoehtojen elinkaarikustannuslaskelmat 40 vuoden tarkasteluajanjaksolle, joiden avulla selvitettiin vaihtoehtojen kokonaiskustannusten nettoarvot. Tuloksista tehtiin myös herkkyysanalyysi, jossa tarkasteltiin eri muuttujien vaikutusta tuloksiin.

Työssä todettiin, että Fingridin käyttöön teknisesti toimivimmat ratkaisut olivat avoimet ja suljetut lyijyakustot sekä diesel-varavoimakoneen ja lyijyakustojen yhdistelmät. Kokonaistaloudellisesta vertailusta selvisi, ettei yksiselitteisesti edullisinta vaihtoehtoa apusähköjärjestelmän varmentamiseksi voida määrittää, vaan tarkastelu on tehtävä asema-kohtaisesti. Tarkastelussa kuitenkin selvisi akustojen pitoajan, avoimien akustojen akkuhuoneen sekä varavoimakoneiden koekäynnistysten suuri merkitys vaihtoehtojen kokonaiskustannuksiin. Herkkyysanalyysissä tuotiin kuitenkin esille varavoimakoneiden kaukokoekäyttöjen tuomat kustannussäästöt ja todettiin, että varavoimakoneiden käyttö voisi olla kustannustehokasta suurimmilla asemilla, mikäli koekäytöt tehtäisiin kauko-ohjattuina.

## ABSTRACT

**ANTTI RYYNÄNEN:** Economically Best Option to Ensure Backup Power of the New Electricity Substation's Auxiliary System

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 86 pages

August 2016

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

Major: Power Systems and Market

Examiner: Professor Pekka Verho

**Keywords:** auxiliary system, life cycle costing, backup power, lead-acid battery, diesel generator

The auxiliary power system of substation is a system which feeds electricity to substation's control and protection devices so that it can operate as planned. The operation of auxiliary system must be uninterruptible and available at all times. Currently Fingrid's auxiliary systems uses vented lead-acid batteries and are designed to provide backup power about 20 hours in case of loss of primary power supply. According to the new European Network Code of Emergency and Restoration, each TSO shall have a backup power supply for at least 24 hours. The purpose of this master thesis is to study what is the economically best option to ensure backup power of the new electricity substation's auxiliary power system.

Before the economic comparison, this study describes technologies which have the potential for substation applications. The economic comparison was made by using the costs given by suppliers. Also current average maintenance costs was used. The methodology used to calculate the net present values of the alternative technologies was life cycle costing with period of 40 years. The sensitivity analysis, which studies the impacts of different variables was included.

The conclusion of the thesis is that the most potential technologies for substation emergency power is VLA and VRLA batteries and diesel generators combined with smaller lead-acid batteries. The result of the economic analysis was that the comparison should always be made separately to each substation. However high cost impact of service life, battery room of the VLA batteries and the maintenance of diesel generators was investigated. Sensitivity analysis revealed that use of diesel generators can be cost-effective if test runs of generator can be made remotely.

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Fingrid Oyj:lle verkon hoito -yksikköön. Työn ohjaajana toimi DI Ville Viita Fingrid Oyj:stä ja tarkastajana professori Pekka Verho Tampereen teknillisestä yliopistosta.

Osoitan kiitokseni Fingrid Oyj:lle mielenkiintoisesta aiheesta ja motivoivasta työympäristöstä sekä Villelle ohjauksesta, neuvoista ja tuesta työn tekemiseen. Lisäksi haluan kiittää ohjausryhmää sekä kaikkia työn tekemiseen ja kommentointiin osallistuneita arvokkaista neuvoista.

Lopuksi haluan lämpimästi kiittää ystäviäni ja läheisiäni, erityisesti vanhempiani Raija ja Tapio Ryynästä, työn ja opiskelujen aikana saamastani tärkeästä tuesta ja kannustuksesta. Ilman teitä monet ongelmat olisivat saattaneet jäädä voittamatta ja esteet ylittämättä. Matka tähän pisteeseen on ollut pitkä ja siihen on mahtunut monia välietappeja. Lopulta tästäkin tavoitteesta tuli välietappi.

Helsingissä, 22.8.2016

Antti Ryynänen

# SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO .....	1
1.1	Tutkimuksen tausta .....	1
1.2	Tutkimuksen tavoitteet ja rajaukset.....	2
1.3	Diplomityön rakenne.....	3
2.	APUSÄHKÖJÄRJESTELMÄ.....	4
2.1	Vaihtosähköjärjestelmä .....	5
2.2	Tasasähköjärjestelmä .....	6
2.3	Tasa- ja vaihtosuuntaajat.....	7
2.4	Akustot .....	8
2.5	Varavoimakoneet .....	10
2.6	Toiminta häiriötilanteessa .....	11
3.	APUSÄHKÖJÄRJESTELMÄN KUORMAT.....	13
3.1	Vaihtosähköjärjestelmän kuormat.....	13
3.2	Tasasähköjärjestelmän kuormat .....	14
3.2.1	Suoja- ja apureleet.....	14
3.2.2	Kytkinlaitteiden ohjainmoottorit ja lukituspiirien jännite.....	16
3.2.3	Muut kuormat.....	17
3.3	Kokonaiskuormitukset ja akustojen mitoitus .....	18
4.	VARAVOIMAN TEKNISET VAATIMUKSET .....	20
4.1	Sähköiset ominaisuudet.....	20
4.2	Käyttövarmuus ja vasteaika .....	22
4.3	Käytettävyys.....	22
4.4	Nykyinen tilanne .....	23
5.	VARAVOIMAVAIHTOEHTOJEN TEKNINEN VERTAILU.....	26
5.1	Akut.....	26
5.1.1	Lyijyakut .....	27
5.1.2	Nikkeliakut.....	30
5.1.3	Litiumakut .....	31
5.1.4	Virtausakut .....	33
5.2	Muut energiavarastot.....	33
5.2.1	Vauhtipyörät.....	33
5.2.2	Superkondensaattorit.....	35
5.3	Energian tuotantokeinot .....	36
5.3.1	Polttomoottorikäyttöiset varavoimakoneet .....	36
5.3.2	Polttokennot .....	37
5.4	Teknisen vertailun yhteenveto .....	39
5.5	Suljettujen akustojen spesifikaatio .....	41
6.	VARAVOIMAVAIHTOEHTOJEN TALOUDELLINEN VERTAILU.....	42
6.1	Nykyarvomenetelmä .....	42
6.1.1	Laskentakorkokanta ja inflaatio .....	43

6.1.2	Poistomenettely .....	44
6.2	Elinkaarikustannuslaskenta .....	45
6.2.1	Investointikustannukset.....	45
6.2.2	Kunnossapitokustannukset.....	46
6.2.3	Tarkasteluajanjakso ja pitoaika.....	46
6.3	Herkkyysanalyysi .....	46
7.	KUSTANNUSLAJIT .....	48
7.1	Avoimet ja suljetut lyijyakustot .....	48
7.1.1	Investointikustannus.....	48
7.1.2	Kunnossapitokustannukset.....	53
7.1.3	Muut kustannukset .....	54
7.1.4	Pitoaika.....	56
7.2	Varavoimakone .....	57
7.2.1	Investointikustannukset.....	58
7.2.2	Kunnossapitokustannukset.....	58
7.2.3	Muut kustannukset .....	59
7.2.4	Pitoaika.....	59
8.	TALOUDELLISEN VERTAILUN TULOKSET .....	61
8.1	Avoimet ja suljetut lyijyakustot .....	61
8.2	Varavoimakoneellinen ratkaisu.....	69
8.3	Herkkyysanalyysin tulokset .....	74
9.	JOHTOPÄÄTÖKSET JA SUOSITUKSET .....	78
10.	YHTEENVETO .....	81
	LÄHTEET.....	83

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

### LYHENTEET

AC	engl. Alternating Current, vaihtovirta
ACER	engl. Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Euroopan energia-alan valvontaviranomaisten yhteistyöorganisaatio
ACO	engl. Automatic Change-Over, syötönvaihtoautomaatiikka
AGM	engl. Absorbent Glass Mat, suljettu lyijyakku, jossa elektrolyytti on sitoutuneena huokoiseen lasikuitumattoon
CPS	engl. Continuous Power Supply, vauhtipyörällä varustettu diesel-varavoimakone
DC	engl. Direct Current, tasavirta
DIN	saks. Deutsches Institut für Normung, Saksalainen standardointi-instituutti
DRUPS	engl. Diesel Rotary Uninterruptible Power Supply, vauhtipyörällä varustettu diesel-varavoimakone
ENTSO-E	engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity, Eurooppalainen kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö
EPRI	engl. Electric Power Research Institute, Sähkövoima-alan tutkimusyhtiö
GIS	engl. Gas Insulated Switchgear, SF6-kaasueristeinen kytkinlaitos
GW	engl. Gateway, kaukokäytön ala-asema
NTP	engl. Normal Temperature and Pressure, määritelmä normaalilämpötilalle ja -paineelle
PEM	engl. Proton Exchange Membrane, kiinteä polymeeri polttokenno
RTU	engl. Remote Terminal Unit, Kaukokäytön ala-asema
UPS	engl. Uninterruptible Power Supply, keskeytymätön virransyöttö
WACC	engl. Weighted Average Cost of Capital, pääoman keskimääräinen kustannus

### FINGRIDIN KÄYTTÄMÄT TUNNUSLYHENTEET

01N, 02N	110 tai 220 V:n tasasähköpääkeskus
11K	muuntajan T11 syöttämä vaihtosähköpääkeskus
111K	keskuksen 11K syöttämä ensimmäinen alajakokeskus
12K	muuntajan T12 syöttämä vaihtosähköpääkeskus
51N, 61N	48 V:n tasasähköpääkeskus
91K	varmennettu vaihtosähkökeskus
G01, G02	tasasähköjärjestelmän 110 tai 220 V:n akusto
G21, G22	tasasuuntaaja
G51, G52, G61, G62	DC/DC muunnin
G91	vaihtosuuntaaja
T11	kantaverkon omakäyttömuuntaja
T12	jakeluverkon varasyöttömuuntaja

# 1. JOHDANTO

Sisäministeriö julkaisi maaliskuussa 2016 kansallisen riskiarvion, jossa energiansaannin vakava häiriö oli yksi kuudesta laajasti yhteiskuntaan vaikuttavasta uhasta. Arviossa todettiin, että sähkönsaanti on nyky-yhteiskunnan toiminnalle välttämätöntä. [12] Jo muutamana sekunnina sähkökatkos voi pysäyttää teollisuuden herkimpiä prosesseja sekä kadottaa tietojärjestelmien tietoja. 2–3 tunnin katkos aiheuttaa teollisuusprosesseille jo mittavia vahinkoja, heikentää matkapuhelinliikenteen toimivuutta sekä pysäyttää vedenjakelun. Usean vuorokauden katkos aiheuttaa yhteiskunnan toiminnan vakavan häiriintymisen kun teollisuus seisahtuu ja palvelut eivät toimi. Useat samanaikaiset vakavat voimalaitokset tai verkkoviat voivat aiheuttaa suurihäiriön, jolloin koko Suomi tai valtaosa siitä on ilman sähköä. Viimeksi kantaverkon suurihäiriöitä tapahtui Suomessa 1970-luvun puolivälissä, jolloin kantaverkko oli vain heikosti silmukoitu. Vuonna 2011 tapantapin päivän myrsky aiheutti useiden vuorokausien mittaisia häiriöitä sähköjakeluverkossa. Lisäksi maailmalla on ollut useita vastaavia tilanteita lähihistoriassa.

Vuonna 2014 kantaverkkoyhtiö Fingrid järjesti yhteistyössä sähköyhtiöiden ja viranomaisten kanssa suurihäiriöharjoituksen. Harjoituksen tarkoituksena oli todentaa, kuinka suurihäiriöstä palaututaan, jos jännitteiden palauttaminen Ruotsista ei ole mahdollista ja kuinka kauan se vie. Harjoituksessa selvisi, että sähköjen palautus kestää kauemmin, kuin harjoitusta suunniteltaessa ennustettiin, joten sähköasemien ja voimalaitosten varavoiiman varmistaminen on suunniteltava huomattavasti nykyistä pidemmäksi ajaksi. Lisäksi siinä vahvistettiin myös ennen harjoitusta tiedossa ollut tietojärjestelmien ja -liikenteen toiminnan tärkeys suurihäiriötilanteissa. [1]

## 1.1 Tutkimuksen tausta

Tutkimus toteutettiin, jotta Fingrid pystyisi täyttämään mahdollisesti vuonna 2016 voimaan tulevat uudet Eurooppalaiset verkkosäännöt vaaditun siirtymäajan sisällä. Eurooppalaiset verkkosäännöt liittyvät vuonna 2009 voimaan tulleeseen EU:n kolmanteen energiapakettiin, jonka tavoitteena on yhtenäistää sähkönsiirtojärjestelmän toimintaa Euroopan alueella. [2]

Euroopan komission kehotuksesta Eurooppalainen kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö, ENTSO-E (engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity), on valmistellut verkkosääntöesityksen. Verkkosääntöesitys on saanut Euroopan energia-alan valvontaviranomaisten yhteistyöorganisaatio ACER:in (engl. Agency for



the Cooperation of Energy Regulators) hyväksynnän ja on nyt Euroopan komission käsiteltävänä. Komitean jäseninä toimivat EU:n jäsenvaltiot, joiden hyväksynnän jälkeen verkkosäännöistä tulee sitovia. [3]

Lainsäädännöllisesti verkkosäännöt ovat eurooppalaisia asetuksia, eli ne ovat EU:n jäsenvaltioissa voimassa olevaa lainsäädäntöä. Ristiriitaisessa tilanteessa verkkosäännöt menevät hierarkiassa kansallisen lainsäädännön edelle. Verkkosääntöjen toimeenpanosta vastaavat jäsenvaltiot.

Verkkosäännöt jaetaan kolmeen ryhmään, sähköverkon liityntöjä, verkon käyttöä sekä sähkömarkkinoita koskeviin verkkosääntöihin. Yksi verkon käyttöä koskevista säännöistä on häiriöhallinnan ja käytön palautuksen verkkosääntö (engl. Network Code on Emergency and Restoration), joka keskittyy kantaverkkoyhtiöiden keskinäisen koordinaation parantamiseen häiriötilanteissa. Säännön tavoitteena on määritellä yhteiset toimintatavat häiriötilanteiden käsittelyyn ja siten ehkäistä ja pysäyttää niiden laajeneminen sekä varmistaa voimajärjestelmän nopea palautuminen. [3; 4]

Kyseinen verkkosääntö tulee näillä näkymin sisältämään vaatimuksen, jonka mukaan kantaverkkoyhtiöiden sähköasemien tulee toimia vähintään 24 tuntia ilman pääasiallista sähkönsyöttöä. Vaatimuksessa verkkosäännön käyttöönotolle ja sähköasemien teknisille muutostöille on viiden vuoden siirtymäaika. [4]

Mikäli 24 tunnin varakäyntiajan vaatimus tulee voimaan, on syytä tutkia, ovatko avoimet akustot yhä järkevin vaihtoehto sähköasemien varmentamiseksi. Opinnäytetyön aihepiiriä Fingridillä on aiemmin tutkinut Jani Grönlund insinöörityössään "Sähköasemien kyky toimia 24 tuntia häiriössä", sekä Janne Lappi kandidaatintyössään "Kantaverkon sähköasemien avoimien akustojen korvaaminen suljetuilla". Grönlundin insinöörityössä tutkittiin sähköasemien tämän hetkistä todellista varakäyntiaikaa [5] ja Lapin kandidaatintyössä tutkittiin, onko suljetuilla akustoilla teknisesti mahdollista korvata avoimet akustot [6].

## 1.2 Tutkimuksen tavoitteet ja rajaukset

Tämän tutkimuksen tavoitteena oli selvittää kokonaistaloudellisesti paras ratkaisu Fingridin uusien sähköasemien apusähköjärjestelmän varmentamiseksi. Tavoitteen saavuttamiseksi selvitettiin kaikki teknisesti potentiaaliset vaihtoehdot omakäyttösähkön varmentamiseksi tilanteessa, jossa sekä kantaverkko- että jakeluverkkosyöttö ovat käyttökyytömiä. Teknisesti parhaimpien vaihtoehtojen kokonaistaloudelliseksi kartoittamiseksi selvitettiin tarkasti kaikki eri vaihtoehtojen kustannukset koko sähköaseman elinkaaren ajalle, joiden pohjalta taloudellinen vertailu tehtiin. Tutkimuksessa lähtökohtana oli täysin uusi asema. Aineistona työssä käytettiin alan suurimpien toimittajien ilmoittamia kustannuksia sekä tämän hetkisiä keskimääräisiä kunnossapitokustannuksia. Tavoitteena oli saada tuloksia, joita voidaan käyttää hyödyksi tulevaisuuden hankintojen suunnittelussa.

Työssä käsitellään esimerkinomaista uutta sähköasemaa. Tutkimusaiheen ulkopuolelle rajattiin jo olemassa olevien asemien muuttaminen verkkosäätöä vastaavaksi. Myöskään SF6-kaasueristeisiä kytkinlaitoksia eli GIS-laitoksia (engl. Gas Insulated Switchgear) tai muita erikoistapauksia ei tässä työssä huomioitu.

Diplomityön tavoitteita tarkentavat tutkimuskysymykset:

- Millaisia vaihtoehtoja apusähköjärjestelmän varmentamiseksi on olemassa?
- Mitkä vaihtoehtoista olisivat soveltuvia Fingridin käyttötarpeeseen ja miten ne eroavat tämän hetkisestä teknologiasta?
- Millaisia kustannuksia hankinnoista tulee ja mitkä niistä on syytä huomioida?
- Mikä soveltuvista vaihtoehtoista on kokonaistaloudellisesti kannattavin?

Työssä sähköasema -käsitteellä tarkoitetaan nimenomaan Fingridin sähköasemia. Vastavasti varavoima -käsitteellä työssä tarkoitetaan apusähköjärjestelmän varmentamista, eikä sitä pidä sekoittaa Fingridin varavoimalaitoksiin.

### 1.3 Diplomityön rakenne

Aihealueeseen perehdyttämiseksi luvussa kaksi esitellään sähköaseman apusähköjärjestelmä ja sen toiminta sekä käyttöperiaatteet. Luvussa kolme esitellään apusähköjärjestelmän kuormat ja niiden jakautuminen. Luvussa käydään läpi kunkin kuorman jännitetaso ja esitellään muutaman sähköaseman apusähkökuormien tehot. Lisäksi siinä käydään läpi akuston mitoittamisperiaatteet. Neljännessä luvussa käydään läpi sähköaseman varavoimavaihtoehdolta vaaditut ominaisuudet sekä esitellään nykyinen varavoimatilanne. Viidennessä luvussa vertaillaan varavoimaan sopivia teknologioita, joista valitaan sopivimmat työn kokonaistaloudelliseen vertailuun. Luvussa kuusi lukijalle esitellään kuinka elinkaarikustannuslaskelma tehdään ja mistä tekijöistä se koostuu. Työn taloudellisessa vertailussa käytettyjä kustannuslajeja käsitellään luvussa seitsemän. Tutkimuksen tulokset ja herkkyyshanalyysi esitellään luvussa kahdeksan ja tulosten pohjalta laaditut johtopäätökset luvussa yhdeksän.

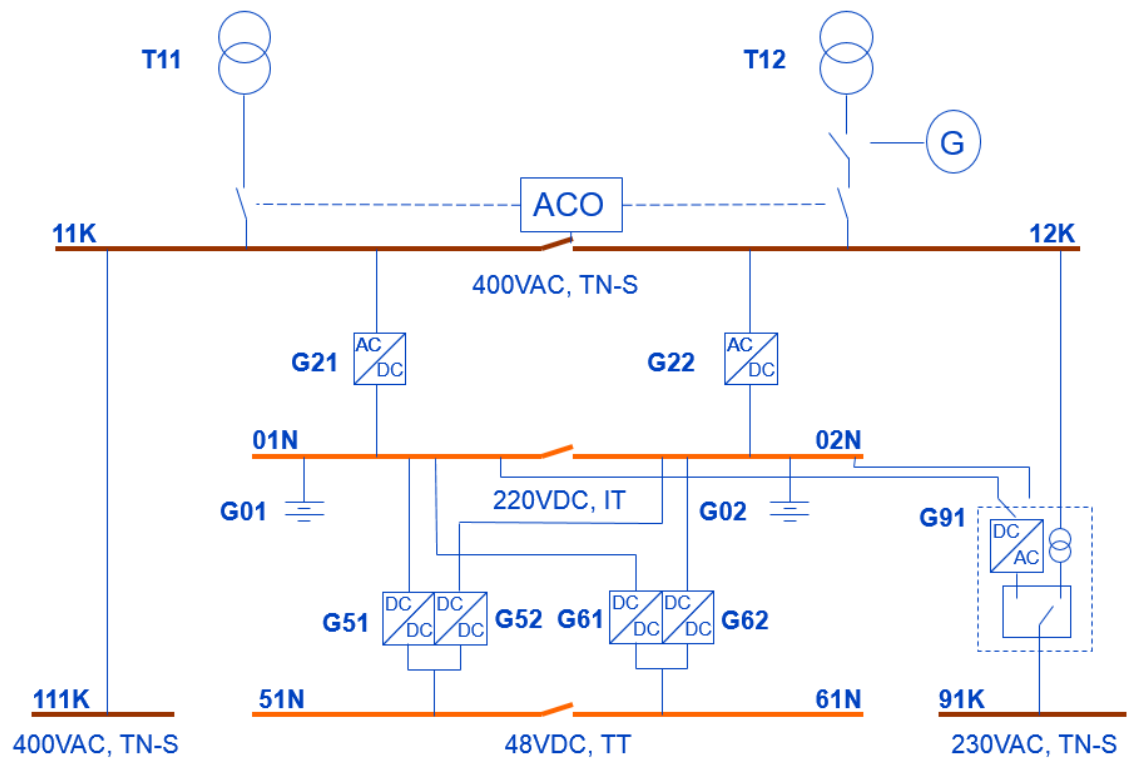
## 2. APUSÄHKÖJÄRJESTELMÄ

Apusähköjärjestelmä on yksi sähköaseman oleellisimmista järjestelmistä, ja se on nimitys kokonaisuudelle, joka ylläpitää aseman suojaus-, ohjaus- ja valvontajärjestelmiä. Apusähköjärjestelmä on osa toisiojärjestelmään, ja se syöttää käyttöenergiaa sähköaseman ensiö- ja toisiolaitteille, kuten muun muassa kytkinlaitteille sekä suojaareleille. Vaikka kantaverkon sähköasemien ensiölaitteet ovat suurjännitteisiä, tarvitsevat ne toimiakseen pienjännitteistä omakäyttöä. [7; 8]

Jotta kantaverkko toimisi suunnitellusti, on apusähköjärjestelmän toimittava katkottomasti myös sähkökatkon aikana. Mikäli apusähköjärjestelmän sähkönsyötössä tulisi katkos, olisi sähköasema toimintakyvytön. Järjestelmän katkoton toiminta on toteutettu varavoimalla, eli järjestelmä on varmennettu. [7]

Riittävän korkean käyttövarmuuden saavuttamiseksi apusähköjärjestelmä on kahdentettu, joten se on redundanttinen. Redundanttisuus tarkoittaa sitä, että yksiköitä on asennettu rinnakkain enemmän kuin normaalille toiminnalle vaaditaan. Tällöin yhden yksikön vioittuminen ei vaaranna järjestelmän toimintaa eikä aiheuta katkosta sähkönsyöttöön. Redundanttisuutta voidaan verrata Fingridin käyttämään  $N - 1$  -kriteeriin, jonka mukaan mikään yksittäinen tavanomainen kantaverkon vika ei saa aiheuttaa tuotannon tai kulutuksen keskeytystä. [7; 9]

Kuvassa 1 on esitetty Fingridin sähköaseman apusähköjärjestelmän yleiskaavio. Yleiskaavio on kuitenkin ainoastaan suuntaa antava, sillä apusähköjärjestelmän rakenne on aina asemakohtainen. Apusähköjärjestelmä koostuu omakäyttömuuntajista, asema-akustoista, vaihto- ja tasasuuntaajista sekä jakelukeskuksista, ja ne sijoitetaan sähköaseman valvomorakennukseen. Järjestelmä jaetaan kahteen osaan, vaihto- ja tasasähköjärjestelmään. Kuvassa vaihtosähköjärjestelmä on kuvattu punaisella ja tasasähköjärjestelmää oranssilla kiskostolla. Yleiskaaviossa on myös esitetty Fingridin käyttämät tunnuslyhenneet apusähköjärjestelmän keskuksille ja laitteille. [7]



**Kuva 1** Esimerkki 220 V:n apusähköjärjestelmän yleiskaaviosta [7].

Spesifikaatiot eli tekniset eritelmät ovat Fingridin määrittelemiä ohjeita ja vaatimuksia, joita laite- ja palveluntoimittajat noudattavat sähkönsiirtojärjestelmän rakentamisessa ja ylläpidossa. Apusähköjärjestelmää koskeva spesifikaatio määrittelee muun muassa laitteiden ja järjestelmien mitoituksen yleiset tekniset vaatimukset. Erityisesti huomioitavia asioita apusähköjärjestelmää varmennettaessa ovat muun muassa tulevaisuudessa tehtävät laajennukset, oikosulkuvirrat, selektiivisyys, tehokertoimet sekä vikasuojauksen toiminta. [10]

## 2.1 Vaihtosähköjärjestelmä

Vaihtosähköjärjestelmä koostuu varmentamattomasta 400 V:n kolmivaiheisesta pääjärjestelmästä sekä varmennetusta 230 V:n yksivaiheisesta järjestelmästä. Pääsääntöisesti vaihtosähköjärjestelmä saa sähkönsä Fingridin omasta verkosta, päämuuntajaan integroidun omakäyttömuuntajan kautta. Omakäyttömuuntajaa kuvataan tunnuksella T11. Vaihtosähköjärjestelmän sähkönsyöttö on kahdennettu ja asemilla on varasyöttöä varten paikallisen jakeluverkkoyhtiön 20 kV:n keskijänniteverkkoon kytketty varasyöttömuuntaja T12. [7]

400 V:n pääjärjestelmän jakelukeskuksien määrä on asemakohtainen, mutta tyypillisesti käytössä on kolme keskusta, joita kuvataan tunnuksilla 11K, 12K ja 111K. Keskuksia 11K ja 12K yhdistää välilytkin, joka on normaalisti kiinni. 400 V:n järjestelmän kuormia ovat muun muassa tasasuuntaajat, aseman valaistus ja lämmitys sekä pistorasiakuormat. [7; 10]

Varmennettuun 230 V:n vaihtosähköjärjestelmään on kytketty sähköaseman tärkeimmät vaihtosähköllä toimivat laitteet. Järjestelmä koostuu keskuksista 91K sekä vaihtosuuntaajasta G91. Normaalitilanteessa järjestelmää syötetään vaihtosähkökeskuksesta 12K. Keskus 91K on akkuvarmennettu, eli sitä voidaan syöttää myös tasasähköjärjestelmän akustoista vaihtosuuntaajan kautta, jos normaalisyöttö on jännitteetön. [7; 10]

Fingridin apusähköjärjestelmän spesifikaation mukaiset vaatimukset vaihtosähköjärjestelmälle on kuvattu taulukossa 1. Spesifikaation mukaan vaihtosähkökeskuksien jännitteen tulee pysyä  $\pm 10\%$ :ssa nimellisestä. Vastaavasti taajuuden tulee pysyä  $\pm 5\%$ :ssa 50 Hz:n nimellistaajuudesta. Järjestelmän on lisäksi oltava TN-S -järjestelmä, jossa käytetään erillisiä nolla- ja suojamaadoitusjohtimia koko järjestelmässä.

**Taulukko 1.** Vaihtosähköjärjestelmän yleiset vaatimukset [10].

<b>Nimellisjännite <math>U_n</math></b>	400/230 V $\pm 10\%$
<b>Taajuus <math>f</math></b>	50 Hz $\pm 5\%$
<b>Jakelujärjestelmä</b>	TN-S (erillinen nolla- ja suojamaadoitusjohdin koko järjestelmässä)

## 2.2 Tasasähköjärjestelmä

Fingridin sähköasemien tasasähköjärjestelmissä käytetään joko 110V:n tai 220V:n nimellisjännitettä. 110 V:n tasajännitettä käytetään yleisimmin 110 kV:n sähköasemilla ja 220 V:n tasajännitettä 400 kV:n ja 220 kV:n asemilla. Jatkossa tasasähköjärjestelmän nimellisjännitettä käsiteltäessä käytetään termiä 110/220 V. [7]

Tasasähköjärjestelmän 110/220 V:n jännite on tarkoitettu suojaus- ja ohjausjärjestelmille. Tasasähköjärjestelmän 110/220 V:n keskuksia 01N sekä 02N syötetään vaihtosähkökeskuksista tasasuuntaajilla G21 ja G22. [7]

Fingridin sähköasemien tasasähköjärjestelmässä käytetään 110/220 V:n lisäksi myös 48 V:n jännitetasoa tietoliikenne- ja kaukokäyttölaitteille. 48 V:n keskuksia 51N ja 61N syötetään 110/220 V:n tasasähkökeskuksista tasajännite- eli DC/DC-muuntimilla. Järjestelmä on kahdennettu, joten molemmilla 110/220 V:n tasasähkökeskuksilla voidaan syöttää kumpaakin 48 V:n keskusta. DC/DC-muuntimia kuvataan tunnuksilla G51, G52, G61 sekä G62. DC/DC-muuntimet pystyvät ylläpitämään tasaista 48 V:n jännitetasoa riippumatta 110/220 V:n akuston jännitteestä. [6; 7]

Joillain Fingridin vanhoilla asemilla on vielä käytössä täysin 110/220 V:n järjestelmästä erotettu 48 V:n järjestelmä. Järjestelmässä ei ole lainkaan DC/DC-muuntimia, vaan ne on varustettu omilla 48 V:n akustoilla, joita varataan 400 V:n vaihtosähköjärjestelmästä. 48 V:n akustot tullaan kuitenkin asemien perusparannusten yhteydessä poistamaan ja asemien tasasähköjärjestelmät tullaan muuttamaan nykyistä yleiskaaviota vastaavaksi. DC/DC-muuntimet tarvitsevat vähemmän tilaa ja kunnossapitoa verrattuna erillisiin 48 V:n akustoihin. On huomattava, että muutoksen yhteydessä 110/220 V:n tasasähkökeskusten kuormitus kasvaa, kun 48 V:n kuormat lisätään niiden perään. Tällöin joissain perusparannuksissa myös 110/220 V:n akustot voidaan joutua vaihtamaan suurempiin. [7; 10; 11]

Tasasähköjärjestelmän on taattava jatkuva sähkönsyöttö missä tahansa häiriötilanteessa, joten tasasähkökeskukset ovat jännitetasosta riippumatta kahdennettuja. Jotta keskukset olisivat kahdennettuja, on niiden välisten kytkinten oltava normaalikäytössä auki. Myös kuormat on jaettu kahteen osaan omille keskuksilleen kuormitusten tasaamiseksi. Tärkeimpiä laitteita, voidaan syöttää molemmista keskuksista. [7]

Taulukossa 2 on kuvattu Fingridin spesifikaation mukaiset vaatimukset tasasähköjärjestelmälle. 110/220 V:n tasasähköjärjestelmä on luokiteltu IT -järjestelmäksi ja 48 V:n järjestelmä TT -järjestelmäksi. Tasasähkökeskusten jännitteiden on pysyttävä  $-15\%$  ja  $+10\%$  välillä 110/220 V:n nimellisjännitteestä sekä  $\pm 5\%$ :ssa 48 V:n nimellisjännitteestä. Fingrid käyttää tasasähköjärjestelmässä olevien akustojen kestovarausjännitteenä 2,23 V/kenno, jolloin koko akuston kestovarausjännite on noin 118 V tai 239 V.

**Taulukko 2.** Tasasähköjärjestelmän yleiset vaatimukset [10].

<b>Nimellisjännite <math>U_n</math></b>	110/220 V $-15/+10\%$
<b>Kestovarausjännite</b>	118,2/238,6 V
<b>Jakelujärjestelmä</b>	IT (maasta erotettu)
<b>Nimellisjännite <math>U_n</math></b>	48 V $\pm 5\%$
<b>Jakelujärjestelmä</b>	TT (yksi piste maadoitettu)

## 2.3 Tasa- ja vaihtosuuntaajat

Tasasuuntaaja (engl. rectifier) eli AC/DC-muunnin muuntaa vaihtosähkön tasasähköksi. Nykyisin sähköasemalla käytetään moduulirakenteisia vakiojännitetasasuuntaajia. Suuntaajat on kahdennettu ja niillä varataan akustoja sekä syötetään tasasähköjärjestelmän kuormia 400 V:n vaihtosähköjärjestelmästä. Kun asema on akkusyötön varassa, ovat tasasuuntaajat jännitteettömiä. Tasasuuntaajan ulostulojännite pysyy lähes vakiona, mikäli sisääntulojännite pysyy laitteen sallimissa rajoissa. Tasasuuntaajan tehokertoimen on oltava vähintään 0,7. [6; 7; 10]

Vaihtosuuntaaja (engl. inverter) eli DC/AC-muunnin muuntaa tasasähkön vaihtosähköksi. Apusähköjärjestelmässä vaihtosuuntaajalla turvataan häiriötilanteen sähkönsyöttö 230 V:n varmennetuille vaihtosähkökuormille. Nykyisin myös vaihtosuuntaajat ovat moduulirakenteisia. Kuten tasasuuntaajan, myös vaihtosuuntaajan ulostulojännite pysyy likimain vakiona, mikäli sisääntulojännite on sallituissa rajoissa. [6; 10]

Vaihtosuuntaajalla on syöttö sekä vaihtosähkö- että tasasähköjärjestelmästä. Syöttöä ohjataan staattisella kytkimellä. Normaali-tilanteessa laitteen vaihtosuuntaus on ohitettu ja syöttö tulee suoraan vaihtosähköjärjestelmästä. Jos normaalisyöttö katkeaa, suuntaajassa oleva staattinen kytkin tunnistaa häiriön ja vaihtaa syötön tasasähköjärjestelmään. Vaihtosuuntaajan laitespesifikaation mukaan staattisen kytkimen kytkentäaika saa olla enintään 2 ms, jottei vaihtosuuntaajan kuormien toiminta häiriinny. Vaihtosuuntaajan tehokertoimen on oltava vähintään 0,85. [6; 10]

Vaihtosuuntaaja täytyy olla mitoitettu keskuksen 91K suurimman odotettavissa olevan jatkuvan kuormituksen mukaan. Suuntaajan on lisäksi pystyttävä syöttämään tarpeeksi suurta vikavirtaa, jotta järjestelmä täyttää SFS 6000 -standardin mukaiset vikalaukaisuaikojen ja selektiivisyyden kriteerit. Vaihtosuuntaajan toiminta ei saa häiriintyä maasuoluista, kytkennöistä tai suojalaitteiden toiminnasta. Se ei myöskään saa tuottaa häiriötä tasasähköjärjestelmiin. [7; 10]

## 2.4 Akustot

Tällä hetkellä Fingridin sähköasemien apusähköjärjestelmien katkoton sähkönsyöttö on varmennettu avoimilla lyijyakustoilla. Akustot on kahdennettu ja mitoitettu siten, että yksittäinen akusto kykenee syöttämään apusähköjärjestelmän kuormia vähintään 10 tunnin ajan. Tällöin toisen akuston vikaantuessa aseman toimintakyky säilyy ennallaan vielä 10 tuntia. Koska akustot on kahdennettu, voidaan olettaa kokonaisvarakäyntiajan olevan noin 20 tuntia. Todellisuudessa akuston ominaisuuksista johtuen kahdennetun akuston varakäyntiaika on hieman yksittäisten akustojen varakäyntiaikojen summaa suurempi [5]. Fingridin akustot ovat tyypillisesti kapasiteetiltaan 150–350 Ah. [10]

Akuston kapasiteetti heikkenee ikääntymisen myötä, joten mitoitusvaiheessa akusto pitää ylimitoitaa, jotta sen kapasiteetti on kuormille riittävä myös elinikänsä lopussa. Lisäksi monilla asemilla tehtävät laajennus tai muutostyöt voivat lisätä apusähköjärjestelmän sähkönkulutusta ja siten lyhentävät akkujen kykyä syöttää kriittisiä kuormia. Ylimitoituksella vältetään turhilta akuston laajennuksilta mahdollisten aseman laajennuksien yhteydessä. [5; 6; 10]

Akustot on kytketty tasasähkökeskuksiin 01N sekä 02N ja ne ovat nimellisjännitteeltään joko 110 tai 220 V riippuen tasasähköjärjestelmässä käytettävästä jännitteestä. Käytetyt akustot ovat pääasiassa avoimia putkilevyrakenteisista lyijyakkuja. Käytetyimpiä yksik-

köjä ovat 6 V:n ryhmäakut, mutta myös 12 V:n ryhmäakkuja sekä muutamia yksittäis-kennoakustoja on asennettu. Putkilevyakkujen on todettu olevan soveltuvia Fingridin käyttöön, sillä ne ovat pitkäikäisiä ja soveltuvia pitkiin purkausaikoihin. [11]

Kuormille sopivien käyttöjännitteiden saamiseksi Fingridillä käytetään avoimilla akustoilla 110 voltin tasasähköjärjestelmässä 53 ja 220 voltin järjestelmässä 107 sarjaankytkettyä avointa lyijyakkukennoa. [10]

Tyhjänä ollessaan akuston jännite on huomattavasti alempi kuin täydessä eli normaalissa varaustilanteessa. Tämä on huomioitava laitteissa, joita akusto syöttää, sillä niiden on toimitettava myös akuston loppujännitteellä. Normaalitilanteessa avoimia akkuja varataan tasasuuntaajilla 2,23 V:n kennokohtaisella kestovarausjännitteellä. Tällöin spesifikaation mukaisilla kennomäärillä akustojen kestovarausjännitteet ovat 118,2 sekä 238,6 V. Fingrid on valinnut avoimen akuston kennokohtaisen jännitteen laskennalliseksi alarajaksi eli loppujännitteeksi 1,83 V/kenno, jolloin akustojen loppujännitteet ovat 110 V:n järjestelmässä 97,0 sekä 220 V:n järjestelmässä 195,8 V. Näillä loppujännitteillä täytetään luvussa 2.2 mainitut tasasähköjärjestelmän yleiset vaatimukset. [7; 10; 11]

Vaikka suljettuja akustoja ei vielä ole Fingridillä laajemmin käytössä, on aihetta kuitenkin tutkittu. Tutkimuksessa todettiin korvaamisen olevan mahdollista, mikäli akustot valitaan ja mitoitetaan asemakohtaisesti. Ero avoimien ja suljettujen akustojen kennomäärässä johtuu suljettujen akustojen korkeammasta kestovarausjännitteestä ja tasasähköjärjestelmän sallituista jännitetasoista. [6]

Avoimet akustot on kuvan 2 tapaan sijoitettu telineille valvomorakennukseen erilliseen akkuhuoneeseen. Akut ovat telineillä muutamassa rivissä siten, että myös takimmainen akkurivi pystytään huoltamaan ja mahdollisesti vaihtamaan ongelmitta. Nykyisin akut pyritään sijoittamaan kahteen riviin. Avoimia akustoja ei saa asentaa päällekkäin mahdollisten elektrolyyttivuotojen takia. Akkuhuone on mitoitettu siten, että sinne mahtuu kaksi akustoa huoltotarvikkeineen. Lisäksi akustojen ympärille on jätetty vähintään 80 cm levyinen huoltokäytävä. [10]





**Kuva 2.** Erään sähköaseman 3-riviselle yksikerrostelineelle asennettu 110 V:n avoin akusto. Akusto on koottu 36:sta 200 Ah:n ja 6 V:n ryhmäakuista, joista yksi on vajakennoinen. [12]

Fingridillä on spesifikaatio avoimen akuston akkuhuoneelle, sen rakenteille ja tekniselle toteutukselle. Spesifikaatio mukailee kansainvälistä standardia SFS-EN 50272–2, jossa esitellään paikallisakkujen ja niiden asennusten turvallisuusvaatimukset. Esimerkiksi akkuhuoneen lattian on kestävä akuston painon, ja lattiamateriaalin on kestävä akkuhapon roiskeita. Akkuhuoneessa on oltava riittävä tuuletus sekä vaadittu 20 °C sisälämpötila. Tuuletuksen tarkoituksena on poistaa avoimista akuista varaus- ja ylläpitotilanteissa syntyvää räjähdysriskiä vetykaasua. Syttymisvaaran ehkäisemiseksi akkuhuoneeseen on sijoitettu ainoastaan välttämättömät sähkölaitteet. [10; 13]

## 2.5 Varavoimakoneet

Poikkeusasemilla, joilla Fingridin omaa päämuuntaja ei ole, tai muuntajasta puuttuu oma käyttökäämi, on kahdennus puutteellinen. Tällöin apusähköjärjestelmän sähkönsyöttö olisi ainoastaan jakeluverkon ja varasyöttömuuntajan T12 varassa ja siten vikaherkkä. Tällaisissa tilanteissa vaadittu kahdennus on toteutettu varasyöttömuuntajan rinnalle liitettyllä diesel-varavoimakoneella. Yleiskaaviossa varavoimakonetta kuvataan piirrosmerkillä G. [10]

Varavoimakoneet ovat siirrettäviä tai kiinteitä malleja. Siirrettävät koneet voivat olla kannettavia tai peräkärriyn asennettuja malleja ja kiinteät koneet esimerkiksi äänieristyskoteloon tai merikonttiin asennettuja malleja. Koneet ovat kooltaan 5,2–150 kVA:ta aseman koosta riippuen. [11]

Tällaisissa tapauksissa varavoimakoneella on korvattu ainoastaan puuttuva varasyöttö, joten asema varustettu myös tarvittavilla akustoilla. Vaikka käytetyt generaattorit on mitoitettu ainoastaan varasyötöksi, voidaan niiden hankinnassa käytettyjä kriteerejä soveltaa myös muihin varavoimatarkoituksiin. [14]

## 2.6 Toiminta häiriötilanteessa

Siirtoverkossa esiintyvät viat ovat usein oiko- tai maasulkuja, jotka johtuvat esimerkiksi salamaniskuista. Harvinaisempia vian aiheuttajia ovat muun muassa kaatuneet puut, pylvään katkeamiset ja johdinkatkokset esimerkiksi luonnonilmiön, kuten myrskyn seurauksena. Lisäksi muuntajat voivat laueta verkosta esimerkiksi ylikuormituksen aiheuttamasta ylikuumenemisestä. Voimajärjestelmän häiriö voi syntyä myös muun muassa teknisestä viasta, inhimillisestä käyttövirheestä tai ilkivallasta. Usea samanaikainen vika kantaverkossa tai sähköntuotannossa, voi johtaa suurhäiriöön. Suurhäiriö eli siirtoverkon romahdus on tila, jossa merkittävä osa 400 ja 220 kV verkosta on jännitteetön. Vuonna 2015 kantaverkon siirtovarmuus oli kuitenkin erinomaisella tasolla, sillä Fingridin verkon häiriöstä aiheutuneita keskeytyksiä oli keskimäärin 0,2 kappaletta liittymispistettä kohden ja ne olivat kestoltaan keskimäärin 2,1 minuuttia. [10; 15; 16]

Fingridin päämuuntajan kytkeytyessä irti verkosta, muuntajan oman tai sähköverkon vian seurauksena, vaihtuu apusähköjärjestelmän syöttö varasyöttömuuntajalle T12, sillä jakeluverkko voi yhä olla toimintakunnossa. Vaihto suoritetaan automaattisella syötönvaihtotoautomaatiikalla, jota kuvataan lyhenteellä ACO (engl. Automatic Change-Over). Automaatiikka kytkee varasyöttömuuntajan käyttöön kahden minuutin kuluessa. Vaihdon ei tarvitse olla välitön, sillä viiveen ajan tärkeimmät toiminnot saavat sähkönsä akustoilta. Viiveen jälkeen akustot varataan uudelleen täyteen. Syötönvaihdon viiveellä vältetään esimerkiksi hetkellisistä jännitekuopista johtuvat syötönvaihdot. Kahden syötön samanaikainen kytkentä on estetty sähköisellä lukituksella. [10; 11]

Mikäli myös paikallinen jakeluverkko on jännitteetön, apusähköjärjestelmän syöttö sähköverkosta keskeytyy. Tällöin varasyöttö toteutetaan 110/220 V:n tasasähköjärjestelmään kytketyillä akustoilla. 400 V:n vaihtosähköjärjestelmän syöttäminen akustoilla ei kuitenkaan ole nykyisessä järjestelmässä mahdollista, joten se jää jännitteettömäksi ja sen kuormat, kuten valaistus ja lämmitys, eivät toimi. Nämä kuormat eivät kuitenkaan vaikuta sähköaseman lyhyen ajan toimintaan, joten sähköaseman toimintakyky säilyy ennallaan. Jotta asemalla työskentely olisi yhä mahdollista, kytkeytyvät akkukäytöllä toimivat varavalot tarvittaessa päälle. [11; 14]

Samalla vaihtosuuntaajassa oleva staattinen kytkin tunnistaa 400 V:n vaihtosähkökeskuksen jännitteettömyyden ja vaihtaa varmennetun 230 V:n vaihtosähkökeskuksen kuormien syötön akkusyötölle. Keskusten laitteet kokevat staattisen kytkimen toiminta-ajan mittaisen katkon, joka ei kuitenkaan vaikuta niiden toimintaan. [7; 10]

Kun häiriö on ohi, verkon jännite palautuu ja apusähköjärjestelmän syötöt ovat jälleen käytössä. Jännitteen palautuessa tasasuuntaajat alkavat syöttämään aseman kuormia sekä varaamaan käytössä olleita akustoja. Samalla myös vaihtosuuntaajan staattinen kytkin tunnistaa palautuneen jännitteen ja vaihtaa kuormat verkkosyötölle. [10; 11]

### 3. APUSÄHKÖJÄRJESTELMÄN KUORMAT

Kuten aiemmin luvussa kaksi mainittiin, apusähköjärjestelmän tarkoituksena on tarjota omakäyttö sähköä sitä tarvitseville kuormille. Kuormien määrät ja koot vaihtelevat asemittain riippuen muun muassa aseman iästä, koosta, tyypistä ja käytetystä kiskojärjestelmästä. Monimutkaisempi kiskojärjestelmä lisää laitteiden ja suojausjärjestelmien määrää, jolloin myös niiden tarvitseman apusähkön määrä kasvaa. [17]

Apusähköjärjestelmän kuormat jaotellaan kriittisiin ja ei-kriittisiin kuormiin. Aseman tärkeimmät laitteet ja toiminnot ovat kriittisiä kuormia, eikä niiden toiminta saa häiriintyä minkäänlaisesta verkon viasta. [18] Näiden kuormien syöttö täytyy olla varmennettu sekä kahdennettu. Käytännössä varmennus tarkoittaa sitä, että laitteiden toiminta on oltava katkotonta myös häiriötilanteissa, sekä kahdennus sitä, että niiden toiminta ei ole riippuvainen minkään yksittäisen laitteen toiminnasta. [11]

Vastaavasti ei-kriittisten kuormien toiminta häiriötilanteessa ei ole sähköaseman hetkelliselle toiminnalle välttämätöntä. Nämä kuormat ovat kuitenkin tärkeitä sähköaseman normaalitilan toiminnalle. [18] Kun asema siirtyy akkukäytölle, jäävät ei-kriittiset kuormat jännitteettömiksi. [14]

Tässä työssä keskitytään kriittisiin kuormiin, joiden mukaan varavoimavaihtoehdot ensisijaisesti mitoitetaan. Mitoituksessa on oletettu, että sähköaseman toimintakyky säilyy ennallaan 24 tuntia ilman ei-kriittisiä kuormia. Kuormat voidaan myös jaotella syöttävän järjestelmän mukaan vaihto- ja tasasähköjärjestelmän kuormiin. [7; 14]

#### 3.1 Vaihtosähköjärjestelmän kuormat

Vaihtosähköjärjestelmän kuormat ovat normaalilla verkkovirralla toimivia yksi- tai kolmivaiheisia kuormia. Kuormat on jaoteltu kriittisyytensä mukaan joko varmennettuun tai varmentamattomaan järjestelmään. [7]

Kriittiset vaihtosähkökuormat on kytketty varmennettuun vaihtosähköjärjestelmään. Laitteet ovat yksivaiheisia, joten myös varmennettu vaihtosähköjärjestelmä on yksivaiheinen. Järjestelmän kuormia ovat muun muassa asematietokone, palvelimet, satelliittipuhelin, häiriötallentimet sekä kameravalvonta- ja palohälytysjärjestelmät. [7; 11]

Vastaavasti ei-kriittiset kuormat on kytketty varmentamattomaan vaihtosähköjärjestelmään, jolloin ne jäävät häiriötilanteessa jännitteettömiksi. Tällaisia kuormia ovat muun muassa valvomorakennuksen LVIS-järjestelmät, kytkinkentän valaistus sekä kojeiden ja jakokaappien lämmitys. [10]

Esimerkiksi akkuhuoneen koneellinen ilmanvaihto on ei-kriittinen kuorma. Avoimet akustot muodostavat varauksessa ollessaan vetykaasua, joka on poistettava akkuhuoneesta ilmanvaihdolla. Häiriötilanteessa akustoja puretaan varmennettujen kuormien syöttämiseen, jolloin myöskään vetyä ei synny, eikä ilmanvaihtoa tarvita. Samalla vältytään akkuhuoneen tarpeeton jäähtyminen. [7; 11; 14]

## 3.2 Tasasähköjärjestelmän kuormat

Sähköaseman toiminnalle tärkeimmät kuormat on liitetty tasasähköjärjestelmään. Kaikki tasasähköjärjestelmän kuormat ovat kriittisiä ja ne on kytketty kahteen eri jännitetasoon. Tasasähköjärjestelmän keskeisimpiä kuormia ovat useimmat toisiojärjestelmän laitteet, kuten suoja-releet sekä viestiliikennelaitteet. Toisiojärjestelmän laitteiden tehtävänä on suojata kantaverkkoa vika- ja häiriötilanteissa, mahdollistaa sähköasemien kytkinlaitteiden paikallis- ja etäohjaus sekä välittää tietoa sähköaseman kytkentätilasta ja tehonjakotilanteesta sekä mahdollisista vikahälytyksistä. [7]

Kuormista suoja- ja apureleet, kytkinlaitteiden ohjainmoottorit, sähköiset lukitukset sekä varavalot on kytketty 110/220 V:n jännitetasoon. Vastaavasti viesti- ja telekommunikaatiolaitteet sekä kaukokäyttösignaalit ja -hälytykset on kytketty 48 V:n jännitetasoon. Tasasähköjärjestelmän kuormat ovat kytkinlaitteiden ohjainmoottoreita ja sähköisiä lukituksia lukuun ottamatta jatkuvia kuormia. [10]

Tasasähköjärjestelmän kuormien syöttö on kahdennettu, eli kuormat on kytketty siten, että niitä voidaan syöttää kummastakin tasasähkökeskuksesta. Kuormat on lisäksi pyritty jakamaan tasaisesti kyseisen jännitetaso keskuksille, jotta akustojen häiriötilanteen varakäyntiajat ovat mahdollisimman lähellä toisiaan. [7; 11]

### 3.2.1 Suoja- ja apureleet

Suojareleet ovat tärkeitä sähköasemalaitteita, joilla turvataan sähköverkon toiminta siten, ettei sähkönsiirrosta aiheudu vaaraa ihmisille, omaisuudelle tai ympäristölle. Suojareleiden tehtävänä on välittää laukaisukäskyjä päävirtapiirien katkaisemiseksi sekä lähettää hälytyksiä. [7]

Suojareleet ovat mittaavia releitä, jotka reagoivat, jos niiden suoja-alueelta mitattavissa sähkösuureissa esiintyy aseteltujen rajojen ylittäviä muutoksia. Suoja-alueella tarkoitetaan suojattavan verkon osaa, joka voidaan katkaisijoilla erottaa jännitteettömiksi. Releitä voidaan luokitella mitattavan suureen mukaan muun muassa ylivirtareleisiin, distanssireleisiin, differentiaalireleisiin, kiskosuojareleisiin, jälleenkytkentäreleisiin ja jännitereleisiin. [7; 8]

Hyvin toimiva suojausjärjestelmä on selektiivinen, nopea ja luotettava, sekä toimii myös poikkeuksellisissa käyttötilanteissa. Selektiivisyydellä tarkoitetaan sitä, että verkosta irrotetaan ainoastaan vikaantunut osa, jotta vikatilanteen aiheuttamat häiriöt rajataan mahdollisimman pienelle alueelle. Lisäksi selektiivisesti suojatussa verkossa kaikki verkon osat kuuluvat jonkin suojareleen suoja-alueeseen. [7; 8; 19]

Fingridillä on käytössä digitaalisia, staattisia sekä sähkömekaanisia suojareleitä. Nykyisin hankittavat releet ovat digitaalisia ja ne sisältävät oman apujänniteyksikön. Apujänniteyksikkö on DC/DC-muunnin ja sen tehtävänä on muuntaa sisääntulojännite releelle sopivaksi. Kun staattisten ja sähkömekaanisten releiden käyttöikä loppuu, ne korvataan digitaalisilla. Digitaalisissa releissä on useita toimintoja, joten joissain tapauksissa niillä voidaan vähentää releiden lukumäärää, sillä yhdellä digitaalisella releellä voidaan korvata useita sähkömekaanisia tai staattisia releitä. [6; 20]

Kuormina suojareleet on jaoteltu siten, että pääsuoja on toisella ja varasuoja toisella akustolla. Tällöin suojaus toimii normaalisti, vaikka toinen akusto vikaantuisi. Suojareleiden tehot riippuvat valmistajasta. Yleisesti ottaen ABB:n releet vaativat toimiakseen enemmän tehoa kuin vastaavat Siemensin releet. Paljon käytettyjä ABB:n digitaalisia suojareleitä ovat muun muassa REL 670 distanssireleet, RET 670 differentiaalireleet, REC 670 jälleenkytkentäreleet sekä REB 670 kiskonsuojareleet. Edellä mainittujen releiden relekohtaiset tehot ovat noin 35–50 W. Vastaavasti vähemmän kuluttavia releitä ovat muun muassa REU 615 ylijännitereleet sekä REF 615 maasulunsuuntareleet, joiden relekohtaiset tehot ovat noin 9 W. [5; 10; 12]

Apureleitä käytetään tasasähköjärjestelmässä ohjauskäskyjen monistamiseen sekä kytkinlaitteiden tilojen ilmaisemiseen. Apureleet ovat sähkömekaanisia releitä ja niillä on kaksi erilaista käyttötapaa. Ohjausapureleet ovat hetkellisesti toimivia releitä, jotka välittävät tiedot tapahtuvista ohjauksista. Vastaavasti tilatietoapureleet ovat jatkuvasti jännitteisinä, ja ne välittävät muille järjestelmille tietoa siitä, ovatko kytkinlaitteet auki vai kiinni. Tilatietoapureleissa on alettu käyttämään 125/240 V:n releitä 110/220 V:n sijasta, koska laitteita on vaurioitunut liian suuren jänniterasituksen seurauksena. Ohjausapureleilla vastaavaa ongelmaa ei ole ollut. Yhteensä asemilla on useita kymmeniä apureleitä. Yksittäisen apureleen teho on muutaman watin luokkaa. [6; 12]

Kantaverkon suojaukseen tarvittavat suoja- ja apureleet asennetaan relekaappeihin valvomorakennuksessa olevaan relehuoneeseen. Relekaappeja on tyypillisesti yksi jokaista sähköaseman 110 kV:n kenttää ja kaksi jokaista 400 kV:n kenttää kohden. Lisäksi kisko-suojaukselle, kisko-jännitemittaukselle ja laskutusmittaukselle on omat kaappinsa. [7; 19]

### 3.2.2 Kytkinlaitteiden ohjainmoottorit ja lukituspiirien jännite

Sähköaseman kytkinlaitteilla voidaan ohjata sähköenergian kulkua verkossa muuttamalla verkon topologiaa. Lisäksi niiden tehtävänä on erottaa viallinen verkoston osa mahdollisimman nopeasti irti verkosta, jotta vältetään suuremmat verkon vahingot sekä niistä johtuvat vaaratilanteet. Kytkinlaitteita ovat katkaisijat, erottimet sekä maadoituskytkimet. [8]

Oleellisin ero katkaisijan ja erottimen välillä on niiden virrankatkaisukyky sekä näkyvä avausväli. Katkaisijoita käytetään virtapiirien avaamiseen ja sulkemiseen, joten niiden on kyettävä katkaisemaan verkon oikosulku- ja maasulkuvirrat. Katkaisijassa näkyvää avausväliä ei synny. Vastaavasti erotin toimii ainoastaan silloin, kun sen läpi ei kulje virtaa. Erottimen tehtävänä on erottaa sähköverkon jännitteiset osat jännitteettömistä näkyvällä avausvälillä. Nykyisin on myös olemassa muun muassa erottavia katkaisijoita ja kuormanerottimia, joilla on sekä katkaisijan että erottimen ominaisuuksia. Vastaavasti maadoituskytkimen tehtävänä on maadoittaa verkon jännitteetön osa, estää mahdollisten virhekytkentöjen aiheuttamat vaarajännitteet ja siten mahdollistaa turvallinen työskentely. Usein maadoituskytkimet on asennettu erottimen yhteyteen. [7]

Kytkinlaitteiden toiminta perustuu useimmiten sähkömoottoreihin. Erottimet ja maadoituskytkimet toimivat suoralla moottoriohjauksella, sillä niiden kytkentänopeudella ei ole oleellista merkitystä. Katkaisijalle suora moottoriohjaus on kuitenkin liian hidas, sillä sen on kyettävä avautumaan ja sulkeutumaan nopeasti esimerkiksi pikajälleenkytkennässä. Tämän takia katkaisijan tarvitsema liike-energia tuotetaan moottorilla etukäteen ja varastoidaan esimerkiksi ohjainjousiin. Ohjainjousten ollessa viritettyinä, katkaisija kykenee toimimaan 'auki–kiinni–auki' -ohjausjakson, jonka jälkeen jouset täytyy virittää uudelleen. Vastaavasti vähemmän käytetyillä hydrauliohjaimilla varustetuilla katkaisijoilla ohjausenergia varastoidaan hydraulipumpun avulla painevaraajaan. [7; 21-23]

400 kV:n kytkinlaitteilla on jokaiselle vaiheelle oma ohjainmoottori, kun vastaavasti suurimmassa osassa 220 kV ja kaikissa 110 kV:n laitteissa yhdellä ohjainmoottorilla ohjataan kaikkia vaiheita. [22; 23] Kaikki katkaisijan kolme ohjainta viritetään yhtä aikaa, jotta päästään mahdollisimman nopeaan uudelleen kytkentään. [14]

Kytkinlaitteita voidaan ohjata sekä paikallisesti että kaukokäytöllä valvomosta. Erottimia ja maadoituskytkimiä ohjataan ainoastaan käyttäjän toimesta, kun vastaavasti katkaisijat voivat toimia myös automaattisesti suojareleiden antamasta käskystä. [21; 22] Kytkinlaitteiden turvallista ohjaamista varten on luotu lukitusehdot. Ehtojen täytyessä kyseistä kytkinlaitetta voidaan ohjata halutusti ja turvallisesti. Lukitukset takaavat ohjaustoimenpiteiden oikean järjestyksen ja niillä estetään inhimilliset virheet kytkentätilanteessa. [6; 7; 11] Apusähköjärjestelmässä lukituksilla turvataan myös se, etteivät molemmat omakäytön pääsyötöt ole samanaikaisesti kytkettyinä [7]. Lukitukset on mahdollista poikkeustilanteissa ohittaa käsin. [14]

Kuvassa 3 on esimerkki lukitusehdoista kytinkentän maadoituskytkimelle AE02Q91, jota voi ohjata vasta kun saman kentän kiskoerotin AE02Q1 sekä johtoerotin AE02Q3 ovat auki sekä kyseisen jännitetasen lukitusjännite on kytketty päälle. Jos maadoituskytkin olisi mahdollista sulkea erottimien ollessa kiinni, olisi seurauksena kiskon ja kaikkien kiskoon kytkettyjen johtolähtöjen maasulku. [7; 10; 12]



**Kuva 3** Esimerkki maadoituskytkimen lukituskaaviosta [12].

Yhden erottimen ohjaukseen kuluva aika on noin 10 sekuntia ja yhden katkaisijan viritykseen kuluva aika on noin 15 sekuntia. Mitoitusperiaatteissa on hieman eroja, mutta yleisesti sähkökatkon sattuessa jokaista erotinta on kyettävä ohjaamaan viisi kertaa, sekä niiden lukituspiirien on pysyttävä päällä neljä tuntia. Vastaavasti jokaista katkaisijaa on kyettävä virittämään 3–5 kertaa sekä niiden ohjausmagneettien on pysyttävä päällä 10 sekuntia. [12]

Fingridillä on käytössä useita erikokoisia ja mallisia kytkinlaitteita. Moottorien tarvitsema kokonaisenergia on kuitenkin suhteellisen vähäistä johtuen moottorien lyhyistä toiminta-ajoista, joten näillä ei ole oleellista vaikutusta esimerkiksi akuston mitoittamiseen. Mitoituksessa on kuitenkin huomioitava kytkinlaitteiden hetkellinen huippuvirta. [12] Tasavirtamoottorin tarvitsema virta on suoraan verrannollinen moottorin tarvitsemaan momenttiin. Katkaisijan ohjainjousta virittäessä momentti on suurimmillaan virityksen loppupäässä, jolloin myös moottorin tarvitsema virta saavuttaa huippunsa. [21] Esimerkiksi 220 V:n järjestelmässä ABB:n BLK222 ja BLG1002A ohjainmoottoreiden huippukäynnistysvirrat ovat noin 10–30 A. BLK222-ohjainta käytetään muun muassa 110 kV:n ja BLG1002A-ohjainta 400 kV:n johtokatkaisijassa. [12]

### 3.2.3 Muut kuormat

Kuten aiemmin mainittiin, osa apusähköjärjestelmän kriittisistä laitteista toimivat 48 V:n tasajännitteellä ja niitä varten on oma 48 V:n tasasähköjärjestelmä. Tällaisia kriittisiä kuormia ovat muun muassa kaukokäytön ala-asema, suojauksen viestiyhteydet, telekommunikaatiolaitteet sekä kaukokäytönsignaalit ja -hälytykset. Lisäksi muita tasasähköjärjestelmän kuormia ovat muun muassa häiriötallentimet sekä energianmittaus. [10]



Kaukokäytön ala-asema eli RTU (engl. Remote Terminal Unit) tai nykyään myös GW (engl. Gateway) on valvomorakennuksessa oleva laite, joka kerää muun muassa aseman ohjaus-, mittaus- ja tilatiedot omaan tietokantaansa ja lähettää ne edelleen käytönvalvontajärjestelmän keskusasemalle. Kaukokäyttöyhteyksillä sähköasemaa voidaan ohjata kantaverkkokeskuksesta käsin. Ala-asemat sijoitetaan omiin relekaappeihin ja niiden tehonkulutus on muutamia satoja watteja. Muita valvomorakennuksen laitteita ovat muun muassa asematietokone, valvontakamerat sekä varavalot. [7; 12]

SVY eli suojauksen viestiyhteyslaite (engl. teleprotection device) vastaa suojareleiden välisistä yhteyksistä. Viestiyhteyslaitteella siirretään suojareleelta saadut pulssit viestiyhteyttä pitkin vasta-asemalle ja sen suojareleille. Viestiyhteyksillä suojareleet ilmoittavat toisilleen salliiko tilanne laukaisun. Niillä on keskeinen rooli suojareleiden toiminnassa, sillä releiden on jatkuvasti saatava tietoa sekä oman asemansa että muiden asemien releiltä. Muita tasasähköjärjestelmän viestilaitteita ovat muun muassa LAN-kytkimet sekä modeemit. [7; 12]

### 3.3 Kokonaiskuormitukset ja akustojen mitoitus

Apusähköjärjestelmän akustot sekä mahdolliset muut varavoimavaihtoehdot mitoitetaan kriittisten kuormien mukaan. IEEE 485 standardin mukaan kuormat voidaan jaotella jatkuviin (engl. continuous), ei-jatkuviin (engl. non-continuous) sekä hetkellisiin (engl. momentary) kuormiin. Luokittelun mukaan jatkuvia kuormia ovat muun muassa releet, jatkuvasti toimivat moottorit, jännitteiset kelat, tasasuuntaaja, varavalot sekä ohjaus- ja viestijärjestelmät. Vastaavasti ei-jatkuvia kuormia ovat muun muassa pumppujen moottorit, ilmastoinnin moottorit, lukitussähköt sekä palontorjuntajärjestelmät. Standardin mukaan hetkellisiä kuormia ovat kytkinlaitteiden moottorit sekä moottoriohjatut venttiilit. [17; 24]

Fingridin sähköaseman akustojen mitoituksessa kuormitukset jaotellaan normaaliin kuormitukseen, häiriötilan kuormitukseen sekä suurimpaan hetkelliseen kuormitukseen. Normaali-tilan kuormitus jakautuu jatkuviin ja lyhytaikaisiin kuormituksiin. Jatkuvia kuormituksia ovat muun muassa suojareleet, energianmittaus, videokamerat, lähiverkkolaitteet sekä asematietokone. Lyhytaikaisiin kuormiin on laskettu vaadittu määrä katkaisijan virityksiä, erottimien ohjauksia sekä kytkentöjen lukituksia. [12]

Häiriötilan kuormitus sisältää normaalikuormituksen lisäksi varavalaistuksen, poistumisopasteet sekä vaihtosuuntaajan syöttämät kriittiset vaihtosähkökuormat. Suurimpaan hetkelliseen kuormitukseen on laskettu häiriötilan kuormituksen lisäksi suurin hetkellinen teho. Käytännössä suurimman tehon vaatii korkeimman sähköasemalla käytetyn jännite-tason katkaisijan viritys. Varavoiman on kyettävä syöttämään katkaisijan virityksen tarvitsema virtapiikki. [11]

Taulukossa 3 on esitetty muutaman Fingridin esimerkkiaseman nimellisjännitteet, kuormitukset sekä niitä vastaavat virrat. [12] Lisäksi taulukkoon on laskettu yksittäisen akuston vähimmäiskapasiteetit 10 ja 12 tunnin varakäyntiajan saavuttamiseksi.

**Taulukko 3.** Esimerkkiasemien apusähköjärjestelmien kuormitukset [12].

Kuormitustyyppi	A	B	C	D
Tasasähköjärjestelmän nimellisjännite $U_n$	220 V	220 V	220 V	220 V
Normaalkuormitus $L_n$	3 061 W	3 356 W	1 069 W	3 755 W
Häiriötilan kuormitus $L_e$	4 805 W	3 893 W	1 466 W	4 892 W
Hetkellinen huipputeho $L_m$	6 125 W	17 093 W	3 446 W	18 092 W
Normaalitilan virta $I_s$	13,91 A	15,25 A	4,86 A	17,08 A
Häiriötilan virta $I_e$	21,84 A	17,70 A	6,66 A	22,23 A
Yksittäisen akuston vähimmäiskapasiteetti C 10 h varakäyntiajalla	355 Ah	288 Ah	108 Ah	361 Ah
Yksittäisen akuston vähimmäiskapasiteetti C 12 h varakäyntiajalla	426 Ah	345 Ah	130 Ah	434 Ah

Häiriötilan virralla mitoitetaan varakäyntiaikaa vastaavat akustot käyttämällä kaavaa 1:

$$C = \frac{L_e T_d}{U_n} k_1 k_2, \quad (1)$$

jossa  $C$  on akuston kapasiteetti,  $L_e$  häiriötilan kuormitus,  $T_d$  varakäyntiaika,  $U_n$  tasasähköjärjestelmän nimellisjännite,  $k_1$  akuston ikääntymiskerroin ja  $k_2$  akuston laajennuskerroin. Ikääntymiskertoimena Fingridillä käytetään 1,25 ja laajennuskertoimena 1,30. Kun varakäyntiaikaa pidennetään 20 %:lla 10 tunnista 12 tuntiin, kasvaa myös akuston kapasiteetti 20 %. [12]

Apusähköjärjestelmän jatkuvalla normaalitilan virralla  $I_s$  mitoitetaan akustojen varaamiseen käytettävät tasasuuntaajat. Virta saadaan selville kaavan 2 mukaisesti:

$$I_s = \frac{L_n}{U_n}, \quad (2)$$

jossa  $L_n$  on jatkuva normaalkuormitus ja  $U_n$  nimellisjännite. Normaalitilan virran ja akuston varausvirran avulla lasketaan tasasuuntaajan koko kaavalla 3:

$$I_n = k I_s + \frac{C}{T_d}, \quad (3)$$

jossa  $I_n$  on tasasuuntaajan nimellinen ulostulovirta ja  $k$  on tasasuuntaajan laajennuskerroin 1,25. Fingridillä käytettyjen tasasuuntaajien nimellinen ulostulovirta on useimmiten noin 30–50 A. [12]

## 4. VARAVOIMAN TEKNISET VAATIMUKSET

Kuten aiemmin todettiin, sähköaseman varavoiman tarkoituksena on tarjota energiaa aseman kriittisille kuormille sähkökatkon sattuessa. Vaikka tällä hetkellä laajasti käytössä olevat avoimet akustot ovat osoittautuneet tähän tarkoitukseen toimiviksi, ovat monet käyttäjät harkinneet myös muita vaihtoehtoja apusähköjärjestelmän varmentamiseksi. Avoimien akustojen heikkouksia ovat suuri tilantarve sekä huoltojen ja mittausten suuri määrä. [25] Mikäli verkkosäätöön varakäyntiajan vaatimus muuttuu, on myös Fingridin syytä tutkia muita vaihtoehtoja apusähköjärjestelmän varmentamiseksi.

Varavoimavaihtoehdon valintakriteerit muodostuvat sekä teknisistä että taloudellisista tekijöistä [25]. Ennen taloudellista vertailua on kuitenkin varmistettava, että varavoimavaihtoehto on teknisiltä ominaisuuksiltaan sopiva. Vertailtavien varavoimavaihtoehtojen on täytettävä muun muassa tarvittavat sähköisten ominaisuuksien, käyttövarmuuden ja turvallisuuden vaatimukset. Myös laitteiston sijoittaminen ja tekninen elinikä ovat oleellisia tekijöitä vertailua tehtäessä. [26] Tässä luvussa on tarkoitus tuoda esille ominaisuuksia, joita varavoimahankinnassa on syytä ottaa huomioon.

Varavoimavaihtoehto voi perustua energian varastointiin tai tuotantoon. Energiaa varastoivia vaihtoehtoja ovat esimerkiksi akustot sekä superkondensaattorit ja energiaa tuottavia vaihtoehtoja polttokennot sekä diesel-generaattorit. [18]

Fingridillä ei ole spesifikaatiota yleisesti apusähköjärjestelmän varavoimalle, vaan ainoastaan nykyisin käytössä oleville avoimille lyijyakustoille. Spesifikaatiota voidaan kuitenkin tilanteen mukaan soveltaa muun muassa muiden akkutyypin käyttöä suunniteltaessa. On kuitenkin huomattava, että erilaiset akkutyypit toimivat eri tavoin ja niillä on hyvin erilaisia ominaisuuksia, joten vaatimukset on mietittävä tarkasti akkutyypeittäin. Vaikka Fingridillä on muutamia diesel-generaattoreita, ei myöskään polttomoottorikäyttöisille varavoimakoneille ole virallista teknistä eritelmää, vaan vaatimukset on eritelty hankinnan yhteydessä. Muita varavoimavaihtoehtoja ei Fingridillä ole aiemmin käytetty, joten vaadittavat ominaisuudet on selvitettävä ennen käyttöönottoa.

### 4.1 Sähköiset ominaisuudet

Jotta apusähköjärjestelmä voi toimia luotettavasti, on varavoimavaihtoehdon täytettävä muun muassa luvussa 3.3 mainittujen sähköisten ominaisuuksien vaatimukset. Verkkosäätöesitys vaatii, että sähköaseman apusähköjärjestelmä on varmennettava varvoimalla 24 tunnin ajaksi, jos sähkönsyöttö verkosta keskeytyy. Varavoimavaihtoehdon on siis kyettävä syöttämään kokonaismäärältään riittävästi energiaa apusähköjärjestelmän kuormille, jotta varakäyntiaika saavutetaan. [12] Esimerkiksi kahdennetulla akustolla 24 tunnin varakäyntiaika tarkoittaisi sitä, että yhden akuston olisi kyettävä syöttämään koko

apusähköjärjestelmän kuormia 12 tunnin ajan. Energiaa tuottavien varavoimavaihtoehtojen toiminta-aikaa voidaan kuitenkin useimmiten pidentää polttoainetta lisäämällä. Energiaa varastoivilla vaihtoehtoilla, kuten akustoilla, syötettävän energian määrä on rajallinen, jolloin energiaperusteinen mitoitus on suunniteltava tarkemmin. [9]

Energiaperusteisen mitoituksen lisäksi varavoimavaihtoehto on mitoitettava myös teho-perusteisesti. Kuten luvussa 3.3 mainittiin, apusähköjärjestelmässä on sekä jatkuvia että hetkellisiä kuormia. Nämä hetkelliset kuormat voivat toimiakseen tarvita suuriakin hetkellisiä virtoja, jotka varavoimavaihtoehdon on kyettävä syöttämään. [12; 18]

Vaadittujen tehojen lisäksi, varavoimavaihtoehdon on myös kyettävä syöttämään tarvittava oikosulkuvirta, jotta apusähköjärjestelmän suojaus toimii suunnitellusti. Tasasähköjärjestelmän suojauksessa käytetyt johdonsuojakatkaisijat tai sulakkeet vaativat useiden satojen ampeerien oikosulkuvirran lauetaukseen tarpeeksi nopeasti. SFS 6000 -standardin mukaisesti esimerkiksi apusähköjärjestelmässäkin paljon käytetty 63 A:n gG-sulake vaatii vähintään 550 A:n oikosulkuvirran, jotta laukaisuaika olisi vaadittu 0,4 sekuntia. [27]

Useimpien energiavarastojen virranantokyky on suhteellisen suuri, joten vaadittu oikosulkuvirta saavutetaan ongelmitta. Lisäksi esimerkiksi akustot on kytketty suoraan tasasähköjärjestelmän 110/220 V:n jännitteeseen, jolloin niiden syöttämä virta ei kulje suuntaajan läpi. Tällöin suuntaaja ei ole oikosulkuvirtaa rajoittava tekijä. [28; 29]

Vastaavasti energiaa tuottavat vaihtoehdot on usein kytketty vaihtosähköjärjestelmään, jolloin tasasähkökuormien syöttö toteutetaan tasasuuntaajan läpi. Tasasuuntaajat on mitoitettu syöttämään ainoastaan kuormien vaatimaa normaalivirtaa, joka nykyisillä sähköasemilla on muutamia kymmeniä ampeereja. Suuntaajien ulostulovirta on huomattavasti apusähköjärjestelmän pienimmän oikosulkuvirran vaatimusta pienempi, joten se ei kykene laukaisemaan suojalaitteita. Vaikka energiaa tuottavan vaihtoehdon ulostulovirta olisi riittävä, saadaan kuormille ainoastaan suuntaajien yhteenlaskettu maksimisyöttövirta. Energiaa tuottavaa vaihtoehtoa ei siten kannata mitoittaa tasasuuntaajaa suuremmaksi, mikäli tarkoituksena on syöttää ainoastaan kriittisiä kuormia. Energiaa tuottavan vaihtoehdon ylimitoituksella voidaan kuitenkin parantaa sen kuormanottoa tai mahdollistaa myös ei-kriittisten kuormien. [30]

Tästä syystä energiaa tuottava vaihtoehto tarvitsee koosta riippumatta käytännössä aina rinnalleen suoraan 110/220 V:n järjestelmään kytketyn energiavaraston. Energiavarastolla turvataan myös kriittisten kuormien katkoton syöttö syötönvaihtoautomaatiikan toimintaviiveen aikana. [11; 27]

Varavoimavaihtoehdot liitetään siis tekniikasta riippuen joko tasa- tai vaihtosähköjärjestelmään. Molemmissa tapauksissa sähköä on täytettävä kunkin järjestelmän ja sen kuormien vaatimat sähköä laatuvaatimukset. Vaihtosähköjärjestelmään liityttäessä, ei verkon tahdistuksesta tarvitse huolehtia, sillä varavoimavaihtoehto toimii verkosta täysin eril-

lään. Varavoimaa ei siis koskaan käytetä verkon kanssa rinnakkain. [9; 11] Vaihtosähköjärjestelmään liityttäessä varavoimavaihtoehdon ja kuormien välillä on tasasuuntaaja, joka parantavaa sähkönlaatua. Vaihtosähköön liitetyn varavoiman tarvitsee siis ainoastaan täyttää tasasuuntaajan syöttövaatimukset. [11]

## 4.2 Käyttövarmuus ja vasteaika

Varavoimavaihtoehdon käyttö on vähäistä, sillä laajoja sähkökatkoja esiintyy harvoin. Sen käyttövarmuus täytyy kuitenkin tarpeeksi korkealla tasolla, jotta se kykenee syöttämään kriittisiä kuormia mahdollisimman luotettavasti säästä tai voimajärjestelmän tilasta riippumatta. Useimmiten laajempaan sähkönjakelun keskeytykseen johtaneita syitä ovat vallitsevat äärimmäiset sääolosuhteet, kuten myrsky tai kovat pakkaset. [15] Fingridin sähköasemien laitteiden vaadittu pakkaskestävyys on joko  $-40$  tai  $-50$  °C, riippuen aseman maantieteellisestä sijainnista. [10]

Vasteajalla tarkoitetaan aikaa, jossa varavoimavaihto on valmis syöttämään energiaa. Vaihtoehdon on kyettävä tarjoamaan sähköä kriittisille laitteille niin nopeasti, ettei sähkösaannissa ehdi syntyä katkosta. Pienikin katkos voi lopettaa esimerkiksi suojareleen toiminnan. Hitaammin käynnistyvät sähköä tuottavat varavoimavaihtoehdot on lisäksi varustettava energiavarastoilla, jotka tarjoavat energiaa varavoiman käynnistymisen ajalle. [18] Fingridin sähköasemat ovat miehittämättömiä sekä kauko-ohjattuja ja -valvottuja. Osa niistä sijaitsee syrjäisellä ja vähän asutulla seudulla, joten häiriötilanteessa henkilöstöä vaativien huoltotoimenpiteiden toteuttamisen mahdollisuudet ovat rajatut. Tästä johtuen myös varavoiman käynnistymisen ja kytkeytymisen on oltava automaattista ja kauko-ohjattua. [10; 11]

## 4.3 Käytettävyys

Varavoimavaihtoehdot sijoitetaan aidatulle ja kameravalvotulle sähköasema-alueelle ja sille on rakennettava vaaditut rakenteet, jotta sen käyttö olisi mahdollista ja turvallista. Mikäli vaihtoehdot voidaan sijoittaa suoraan ulkotiloihin ilman sään kestäviä suojarakenteita, säästetään asemarakennuksen koossa ja rakenteiden kustannuksissa. Mikäli varavoimavaihtoehdot sijoitetaan sisätiloihin, on vaihtoehdon koko ja paino otettava tarkemmin huomioon. Varavoimavaihtoehdon pienestä fyysisestä koosta on kuitenkin etua myös ulkotiloissa, sillä sen viemä tonttitila vaikuttaa vaihtoehdon kokonaiskustannuksiin. Mikäli varavoimalaitteistoja joudutaan uusimaan useasti sähköaseman eliniän aikana, on ne pystyttävä sijoittamaan siten, että vaihto onnistuu helposti. Siirrettävyys helpottaa myös huoltoa ja mahdollistaa varavoimavaihtoehdojen keskitetyn käytön. Ulkotilaan sijoitettavan laitteen on kuitenkin täytettävä vaaditut kotelointiluokat sekä sille on rakennettava perustukset, jotka kestävät laitteiston painon. Esimerkiksi Fingridin diesel-varavoimakoneiden alle on tehty koneen kokoa metrin suuntaansa konetta pidemmät betonilaatat, jotta koneen perustukset olisivat riittävät. [18; 31]

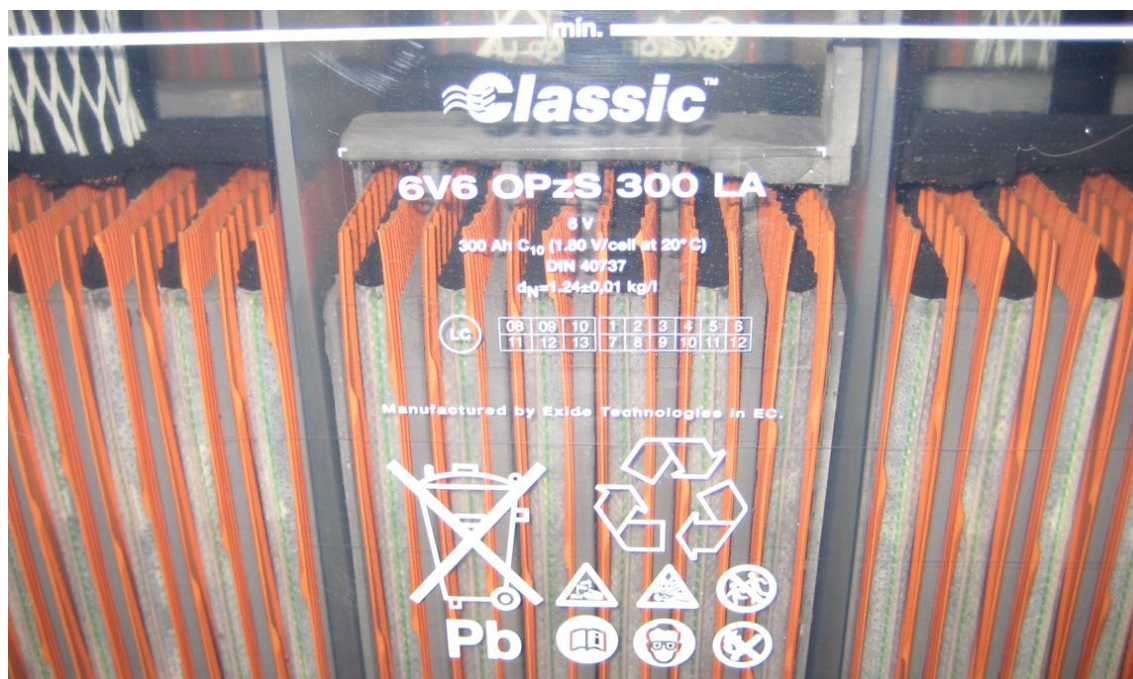
Varavoirovaihtoehdon käyttö ja huolto on oltava turvallista, eikä se saa vaarantaa ympäristöä tai ihmisiä. Jos varavoima toimii polttoaineella, täytyy sitä voida varastoida sähköasemalla riittävässä määrin sekä ja tarpeeksi pitkään. Myös polttoaineen tankkausmenetelmän on oltava sähkönsaannista riippumaton sekä turvallinen ja yksinkertainen, jotta myös maallikko voi sen hätätilan sattuessa suorittaa. Polttoaineen helppo saatavuus ja turvallinen käsiteltävyys ovat varteetotettavia ominaisuuksia. Lisäksi varavoirovaihtoehdoille on hankittava tarpeen mukaiset vuotoaltaat esimerkiksi mahdollisille polttoaine- ja öljyvuodoille. Vuotoaltaat vaaditaan myös akkutyypeille, joilla elektrolyyttivuodot ovat mahdollisia. Lisäksi varavoiroaratkaisun teknisen käyttöiän tulisi olla riittävän pitkä, jottei vältytään liian tiheältä uusimiselta. Lyhyt käyttöikä kasvattaa myös vaihtoehdon elinkaarikustannuksia. [10; 11; 31]

Fingrid ottaa huomioon myös ympäristösuojelun näkökohdat voimajohtoja ja sähköasemia suunniteltaessa. Samaa politiikkaa noudatetaan myös sähköasemien varavoiman rakentamisessa ja kunnossapidossa. Päästöihin voidaan vaikuttaa käytettävän teknologian valinnalla sekä käyttötavan erityispiirteet huomioivilla teknisillä ratkaisuilla. Varavoirovaihtoehdon kuukausittaisessa käytössä ja huollossa on pyrittävä ympäristön kannalta turvallisiin työskentelytapoihin ja ne on kyettävä suorittamaan ammattitaitoisesti. Käytön on oltava turvallista myös häiriötilanteissa, eikä se saa rasittaa ympäristöä kohtuuttomasti. Erityistä huomiota on kiinnitettävä polttoaineiden ja muiden kemikaalien ja vaarallisten jätteiden asianmukaiseen käsittelyyn sekä öljyvahinkojen ehkäisemiseen. Myös asemia ja niiden laitteita purettaessa ja uusittaessa on hyödynnettävä ja kierrätettävä rakenteet ja laitteet mahdollisimman tehokkaasti. [32]

#### 4.4 Nykyinen tilanne

Tällä hetkellä Fingridillä apusähköjärjestelmien varmentamiseen käytetään avoimia lyijyakustoja. Käytetyin tasasähköjärjestelmän jännite on 220 V, joten useimmiten akustojen kennomäärä on 107 kennoa. [12] Lyijyakustot koostuvat usein 6 ja 12 voltin ryhmäakuista. Jotta Fingridin vaatimat avoimien lyijyakukujen kennomäärät saavutetaan, täytyy osa ryhmäakuista tilata erikoistilauksena vajaanennoisena. Akun vajaanennoisuus tarkoittaa sitä, että akun fyysinen koko on sama kuin täyskennoisessa akussa, mutta ryhmäakun sisältä on poistettu yksi tai useampi kenno. Kennoja poistamalla akuston jännitettä saadaan laskettua lähemmäksi haluttua. [33-35]

Fingridillä apusähköjärjestelmän akustotyyppi vaihtelee asemittain, mutta tällä hetkellä käytetyin on Exiden Classic 6V 6 OPzS 300 LA avoin akusto. Kyseisen akuston sisäinen rakenne ja lyijylevyt on nähtävissä kuvassa 4. Akustossa 6 V viittaa käytetyn ryhmäakun jännitteeseen, 6 lyijylevyjen määrään, OPzS akuston putkilevyrakenteeseen ja 300 LA lyijyakuston nimelliskapasiteettiin. Nimelliskapasiteetti ilmoitetaan 10 tunnin kapasiteettina 1,80 V:n kennokohtaisena loppujännitteeseen 20 °C:ssa. [28]



**Kuva 4.** Kolmekennoisen Classic 6 V 6 OPzS 300 LA ryhmäakuston kennorakenne [62].

107 kennoisen akustossa käytetään 36 edellä mainittua ryhmäakkua, joista yksi on vajaa-kennoinen. Yhden ryhmäakun pituus on 38 cm, leveys 20,6 cm, korkeus 34,7 cm ja paino 63 kg. Kahdennetun akuston painoksi tulee noin 2 250 kg. Yhden akuston oikosulkuvirta on 3106 A ja 10 tunnin purkausvirta Fingridin käyttämään 1,83 V kennokohtaiseen loppujännitteeseen on 30,9 A. [28]

On huomattava, että akustot mitoitetaan siten, että yksittäinen akusto pystyy syöttämään koko aseman kuormia 10 tunnin ajan. Tällöin kahdennetun akuston todellinen purkausaika on noin 20 tuntia. Akuston datalehdessä ei ilmoiteta purkaustehoja ryhmäakuille, mutta niiden selvittämiseksi voidaan soveltaa vastaavien yksittäiskennojen purkaustehoja. Vastaavan mallin yksittäiskennon 20 tunnin purkausteho on 33 W, jolloin 107 kennoisen akuston kokonaisteho on noin 3 500 W ja kahdennetun akuston teho noin 7 000 W. Energiaa kahdennetusta akustosta saadaan 20 h:lla noin 140 kWh. On kuitenkin huomattava, että datalehden tiedot vastaavat uutta akustoa. Hankintahetkellä akustot ylimitoitetaan ikääntymis- ja laajennuskertoimilla, joten ne eivät vastaa kuormien kokoa. [28]

Vuonna 2003 tutkimusyhtiö EPRI (engl. Electric Power Research Institute) teetti kyselyn sähköasemilla käytössä olevista varavoimateknologioista. Kysely kattoi lähes 16 000 sähköasemaa lähinnä Yhdysvalloista. Kyselystä selvisi, että noin 65 %:lla sähköasemien apusähköjärjestelmissä käytettiin 125 V:n tasajännitettä. 48 V oli toiseksi käytetyin, jota käytettiin noin 29 %:lla kyselyn sähköasemista. Ainoastaan noin 4 %:lla sähköasemista käytettiin 250 V:n tasajännitettä. [18]

Tutkimuksessa selvisi, että varavoimana noin 77 %:lla kyselyn sähköasemista käytettiin avoimia lyijyakustoja, noin 14 %:lla suljettuja lyijyakustoja ja noin 6 % nikkelikadmiumakkuja. Sähköasemien varakäyntiajat olivat noin 39 %:lla yli 8 tuntia ja loppuilla alle 8 tuntia. Mielenkiintoista on huomata, että kyselyn mukaan 56 %:lla sähköasemista kapasiteettikokeita ei suoriteta koskaan. Kuitenkin akustojen huoltoväli oli suurimmalla osalla sähköasemista alle 6 kuukautta. [18]



## 5. VARAVOIMAVAIHTOEHTOJEN TEKINEN VERTAILU

Potentiaalisia vaihtoehtoja sähköasemien apusähköjärjestelmän ovat lyijyakkujen lisäksi useat muut akkuteknologiat, kuten nikkeli-, litium-, natrium-rikki- ja virtausakut, superkondensaattorit, vauhtipyörät, varavoimakoneet sekä polttokennot. [18] Työssä vertailtavat vaihtoehdot jaettiin akkuihin, muihin energiavarastoihin sekä energiaa tuottaviin vaihtoehtoihin.

Vertailtavista vaihtoehtoista kuitenkin ainoastaan akkuteknologiaan pohjautuvia ratkaisuja voidaan käyttää sähköasemakäytössä itsenäisesti, sillä ne kytketään suoraan tasasähköjärjestelmään [18] sekä niiden vasteajat ovat ainoastaan mikrosekuntien luokkaa [26]. Esimerkiksi polttokennot vaativat muutamia sekunteja aikaa käynnistykselle, eikä niiden virranantokyky täytä apusähköjärjestelmän vaatimuksia, joten niillä ei voida turvata apusähköjärjestelmän katkotonta sähkönsyöttöä. Vaatimukset on kuitenkin mahdollista täyttää hybridiratkaisuilla, joissa muita energiavarastoja sekä energiaa tuottavia vaihtoehtoja käytetään yhdessä toistensa kanssa. [18]

### 5.1 Akut

Akut ovat sähkökemiallisia energiavarastoja, joihin voidaan toistuvasti varastoida sähköenergiaa kemiallisessa muodossa. Puhuttaessa kennosta, tarkoitetaan akun pienintä yksikköä, joka koostuu akkulevyistä, elektrolyytistä, kotelosta ja muista rakenteista. Vastaavasti ryhmä- eli blokkiakulla tarkoitetaan akkua, jossa saman kotelon sisällä on useita sarjaankytkettyjä kennoja. Ryhmäakkujen tyypilliset jännitteet ovat 4, 6 tai 12 V. Akusto koostuu useasta yksittäisestä akusta. [26; 36]

Paikallusakustolla tarkoitetaan yleensä akustoa, jolla pyritään varmistamaan katkoton sähkönsyöttö myös silloin, kun verkkosähköä ei ole saatavissa [36]. Paikallusakustoja käytetään pääasiassa tietoliikenneasemilla, datakeskuksissa, sekä teollisuudessa. Käyttötapa ja -ympäristö ovat kuitenkin jokaisessa kohteessa erilaiset, joten myös akkutyypin soveltuvuus ja todellinen käyttöikä vaihtelevat kohteesta riippuen. [37]

Tietoliikenneasemilla kuormat ovat virrankulutukseltaan pieniä sekä tyypiltään pääasiassa jatkuvia. Tietoliikenneasemien paikallusakustot on useimmiten mitoitettu 4–8 tunnin varakäyntiajalle. Lisäksi ne toimivat useimmiten 48 V:n jännitetasolla. Datakeskuksissa akustoilla varaudutaan syöttämään vakiokuormia ainoastaan lyhyiden sähkökatkojen ajaksi. Vastaavasti sähköasemien paikallusakustojen on kyettävä syöttämään suhteellisen pieniä kuormia erittäin pitkiksi ajoiksi. Lisäksi niiden täytyy kyetä syöttämään suuria hetkellisiä virtoja. [18]

Sähköasemien paikallisakustot on suunniteltu kestämaan useiden vuosien ajan jatkuvassa ylläpitovarauksessa. Akustolta vaadittu jännitetaso saavutetaan kytkemällä sopiva määrä yksiköitä sarjaan. Vastaavasti kytkettäessä yksiköitä rinnan kasvatetaan akuston kapasiteettia. Paikallisakkujen nimelliskapasiteetit ilmoitetaan ampeeritunteina yleensä 10 tunnin purkausajalla 1,80 V:n kennokohtaiseen loppujännitteeseen 20 °C:ssa. [36]

Akkujen toiminnan kannalta tärkeitä vertailtavia parametreja ovat muun muassa energia- ja tehosihteys, itsepurkautumisnopeus, huollontarve, turvallisuus, toimintaolosuhteet, elinikä sekä hinta. [26]

### 5.1.1 Lyijyakut

Lyijyakuissa katodina toimii lyijyoksidi ( $\text{PbO}_2$ ), anodina lyijy (Pb) sekä elektrolyytinä rikkihapon ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) vesiliuos. Lyijyakun elektrolyyttiä kutsutaan myös akkuvedeksi. [13] Lyijyakuilla on suuri tehosihteys, mutta vastaavasti pieni energisihteys. Lisäksi niillä on nopea itsepurkautuvuus sekä pieni varauskertojen lukumäärä. Lyijyakuilla on myös heikko lämpö- ja kylmäkestoisuus, sillä niiden elinikä romahtaa ääriämpötiloissa. [25; 37] Lisäksi lyijyakkujen sisältämä lyijy on ympäristölle haitallista. [26]

Akut joilla on vesipohjainen elektrolyytti, kärsivät elektrolyytin kaasuuntumisesta (engl. gassing). Kaasuuntuminen johtuu sähkövirran aiheuttamasta elektrolyysistä, joka hajottaa veden vety- ja happikaasuiksi ja siten aiheuttaa akun kuivumista. Akun kuivuminen edistää elektrodien korroosiota ja johtaa lopulta akun hajoamiseen. Tästä johtuen vesipohjaisen elektrolyytin omaavat lyijyakut vaativat jatkuvaa akkuveden lisäämistä. Kaasuuntuminen kiihtyy akun iän myötä. Lyijyakun kaasuuntumista voidaan vähentää muun muassa sopivilla akussa käytettävillä metalliseoksilla. [18]

Lyijyakun purkaminen liian tyhjäksi aiheuttaa sulfatoitumista (engl. sulfation), josta johtuen akku kykenee jatkossa varastoimaan energiaa entistä vähemmän eli sen kapasiteetti ja teho pienenee. Sulfatoitumista voidaan välttää pitämällä akkuja täynnä varaustasoa ylläpitävällä kestovarauksella aina kun se on mahdollista. Kestovarauksella voidaan myös kompensoida akun itsepurkautuminen. [18]

Sulfatoitumista vakavampi seuraus on kuitenkin lyijyakun hydratoituminen (engl. hydration), jota tapahtuu, mikäli akku jätetään pitkäksi aikaa alhaiseen varaustasoon. Hydratoituminen aiheuttaa pysyviä vaurioita akun kennoihin ja sitä voi tapahtua jo muutamassa tunnissa. Hydratoitumista voidaan välttää lyijyakkujen purkausten jälkeisellä välittömällä varaamisella. [18]

Lyijyakkuja on saatavilla sekä avoimina (engl. VLA, Vented Lead-Acid) että suljettuina (engl. VRLA, Valve Regulated Lead-Acid). Kummankin kemiallinen reaktio on pohjimmiltaan samanlainen, mutta erona on niin sanottu rekombinaatioprosessi. Avoimen lyijyakun kotelo ei ole tiivistä suljettu, joten varaamisen aikana syntyneet vety- ja happikaasut

pääsevät siitä vapaasti ulos. Vastaavasti suljettu akku on tiiviisti koteloitu, jolloin kaasut eivät pääse ulos akusta, vaan ne rekombinoituvat eli yhdistyvät uudelleen vedeksi. Suljetuissa akuissa on kuitenkin ylipaineventtiili, joka päästää kaasut ulos kotelosta, jos paine nousee vaarallisen korkeaksi. Kaasujen ulos pääsy kuivattaa akkua. [38]

Suljetut lyijyakut ovat joko geeli- tai AGM-akkuja (engl. Absorbent Glass Mat). Geeliakuissa elektrolyytti on geelimäisessä muodossa ja AGM-akuissa se on sitoutuneena huokoiseen lasikuitumattoon. AGM-akut ovat kevyempiä ja hankintahinnaltaan edullisempia ja ne soveltuvat paremmin lyhyisiin purkausaikoihin. Vastaavasti geeliakut kestävät paremmin syviä purkauksia sekä syklistä käyttöä. [38]

Koska suljettujen akkujen elektrolyytti ei ole avoimien akkujen tapaan nestemäisessä muodossa, on niiden käsittely turvallisempaa, sillä esimerkiksi nestemäisen akkuhapon vuotoja ei voi tapahtua. Tällöin myöskään akkutilassa ei tarvita akkuhapon kestäviä rakenteita tai vuotoaltaita. [38] Turvallisuutensa takia suljetut akut voidaan sijoittaa huomattavasti avoimia akkuja tiiviimmin, kuten päällekkäin kuvan 5 mukaisesti. Kaupallisesti on tarjolla myös suljettuja etunapa-akkuja, joissa navat ovat nimensä mukaisesti akkukotelon etuseinällä. Tällöin akkujen kerroksien väliin ei tarvitse jättää tilaa mittauksille tai kaapeleille. [6; 26]



**Kuva 5.** 110 V:n suljettu lyijyakusto kolmikerrostelineessä [12].

Suljetut akut ovat huoltovapaita, koska niiden suljetun rakenteen takia akkuveden lisääminen ei ole mahdollista. Tällöin ei myöskään ole riskiä, että epäpuhtauksia joutuisi akkuun akkuvettä lisätessä. Koska akkuveden lisääminen ei ole mahdollista, on akun kuivumista pyrittävä välttämään. Akun kuivumisen estämiseksi suljettujen akkujen suurin sallittu käyttölämpötila on avoimia matalampi. Suljettujen akkujen kunnonvalvonta on huomattavasti avoimia hankalampaa, sillä niiden todellinen kunto voidaan selvittää ainoastaan kapasiteettikokeella. [24; 38]

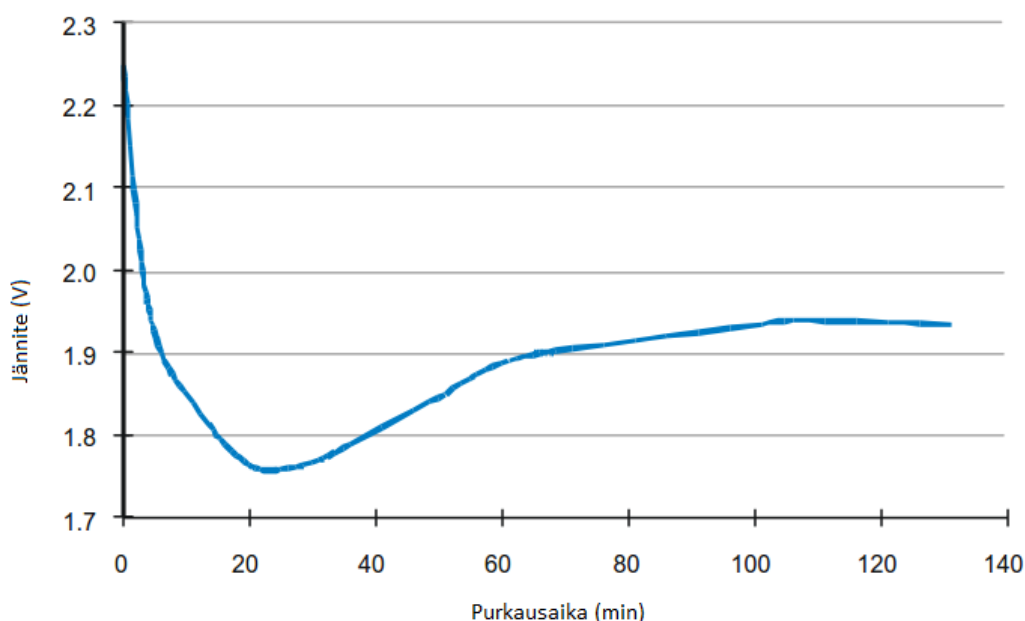
Lyijyakut voidaan jaotella myös akkulevyjen rakenteen mukaan. Lyijyakuista käytetyimpiä ovat massa- (engl. flat plate) ja putkilevyrakenteiset (engl. tubular plate) akut. AGM-akkuja on myös olemassa ristikkolevyrakenteisina (engl. grid plate). Putkilevyrakenteisissa akuissa on todistettusti pisin käyttöikä ja paremmat korroosio-ominaisuudet. Lisäksi ne soveltuvat paremmin pitkiin purkausaikoihin. Esimerkiksi Euroopassa tietoliikenneasemilla on saavutettu 20 vuoden käyttöajat putkilevyakuilla. Putkilevyrakente on helppompi toteuttaa geeliakuilla. Avoimista putkilevyakuista käytetään OPzS-merkintää sekä suljetuista putkilevyakuista OPzV-merkintää DIN-standardien (saks. Deutsches Institut für Normung) mukaisesti. [38]

Avoimia lyijyakkuja käytetään perinteisissä paikallisakkukäytöissä, joissa vaaditaan luotettavuutta ja joissa akuille soveltuvan erillisen akkuhuoneen rakentaminen on mahdollista. Avoimien akkujen etuina ovat pitkä käyttöikä sekä kunnonvalvonnan helppous ja vastaavasti haittoina suuri tilan- ja huollontarve sekä suhteellisen huonot purkausominaisuudet suurilla virroilla. Akkujen käyttöikä riippuu paljon akkujen käyttötavasta, kunnossapidosta sekä varaajien kunnosta. [36]

Suljetut lyijyakut ovat kuitenkin yleisin lyijyakkutyyppejä paikallisakkukäytössä, sillä niitä asennetaan kaikenlaisiin käyttökohteisiin. Suljettujen akkujen etuna on vähäinen tilan- ja huollontarve sekä purkausominaisuudet käyttökohteissa, joissa varakäyntiaika on lyhyt. Haittoina suljetuilla akuilla on hankalampi kunnonvalvonta sekä keskimääräisesti avoimia akkuja lyhempi käyttöikä. Laadukkaimmilla akkutypeilla voidaan kuitenkin saavuttaa selvästi yli 10 vuoden käyttöikä. [36]

Lyijykennojen nimellisjännite on 2 V. Avoimilla akustoilla kennokohtainen kestovaraussjännite on 2,23 V, kun suljetuilla se vaihtelee valmistajakohtaisesti noin 2,25–2,29 V:n välillä. Lyijyakkukennon jännitteen alaraja voidaan valmistajan suosituksen mukaan valita käyttösovelluksesta riippuen 1,60 ja 1,90 V:n väliltä. [31; 33–35]

Sekä avoimet että suljetut lyijyakut kärsivät kuvan 6 mukaisesta *Coup de fouet* -nimisestä ilmiöstä, joka aiheuttaa suuren hetkellisen jännitekuopan purkaussyklin alussa. Jännite-taso kuitenkin palautuu hieman alhaisimmasta jännitteestä. Ilmiö voi aiheuttaa kriittisten laitteiden toimintahäiriöitä, joten se on huomioitava akkujen mitoituksessa. Jännitekuoppa on suhteellisen pieni uusilla akuilla ja pienillä purkausvirroilla, mutta se syvenee akuston ikääntyessä ja purkausvirran kasvaessa. [18]



**Kuva 6.** Coup de fouet -ilmiö [57].

Ryhmäakut ovat hankintahinnaltaan yksittäiskennoja edullisempia sekä mahtuvat pienempään tilaan. Lisäksi ne ovat käytetympiä, joten niiden varastosaatavuus on parempi, ja siten myös toimitusajat ovat yksittäiskennoja lyhempiä. [30] Kapasiteetiltaan ryhmäakkujen saatavuus on kuitenkin yksittäiskennoja huonompi. Kaupallisesti ryhmäakkuja on saatavilla ainoastaan muutamilla pienemmillä ja yleisimmillä kapasiteeteilla. Syynä huonompaan saatavuuteen on muun muassa se, että suurempien kapasiteettien ryhmäakut tulisivat liian painaviksi käsitellä. Vastaavasti yksittäiskennojen saatavuus kapasiteetin näkökulmasta on laajempi. Kaupallisesti saatavilla olevien yksittäiskennojen ja ryhmäakkujen kapasiteetit on esitetty taulukossa 4. [31; 33-35]

**Taulukko 4.** Käytetyimpien akkujen saatavilla olevat kapasiteetit [31; 33-35].

Akkutyyppi	Kapasiteetti (Ah)		
	Yksittäiskennot	6 V ryhmäakut	12 V ryhmäakut
Avoimet lyijyakustot	100–3 000	200, 250, 300	50, 100, 150
Suljetut lyijyakustot	200–3 000	200, 300	100, 150

### 5.1.2 Nikkeliakut

Paikallisakkukäyttöön soveltuvia nikkelpohjaisia akkuja ovat nikkelikadmium (NiCd) ja nikkelimetallihybridiakut (NiMH). Nikkelikadmiumakuissa on nikkelioksidikatodi, kadmiumanodi sekä alkalinen kaliumhydroksidiliuos (KOH) elektrolyyttinä [26], ja niiden muu rakenne vastaa avoimien akkujen rakennetta. [18]

Etuna lyijyakkuihin verrattuna nikkelikadmiumakuilla on parempi korkeiden ja matalien lämpötilojen kestävyys. Äärilämpötilojen vaikutus niiden toimintakykyyn, kapasiteettiin ja käyttöikään on huomattavasti lyijyakkua vähäisempää. [36] Lisäksi nikkelikadmiumakuilla on pienempi itsepurkautumisnopeus sekä suurempi varauskertojen määrä [26; 36], sekä suurempi energia- ja tehotehiys. Niiden toiminnassa ei myöskään esiinny *Coup de fouet*-ilmiötä. Tästä johtuen mikäli lyijy Akku korvattaisiin nikkelikadmiumakulla, olisivat sen fyysinen koko ja tarvittava kapasiteetti vastaavaa lyijyakkua pienemmät. [18]

Nikkelikadmiumakut kärsivät muistiefektistä [26] (engl. float effect), jossa akku luulee olevansa täydempi mitä todellisuudessa on. Efektia ilmenee, kun akkuja pidetään pitkiä aikoja kestovarauksessa. Ilmiöllä ei ole vaikutusta sähköasemasovelluksien toimintaan, mutta se voi sekoittaa kapasiteettikokeiden tuloksia. Ilmiön vaikutus voidaan välttää purkamalla akku täysin tyhjäksi ja lataamalla se tämän jälkeen täydeksi. [18]

Myös nikkelikadmiumakuissa tapahtuu kaasuuntumista, joten paikallisakkukäytöissä ne vaativat lyijyakkujen tapaan useimmiten koneellisen ilmanvaihdon. [13] Muita haittoja nikkelikadmiumakuissa ovat muun muassa korkea hinta, akkujen alhainen kennojännite, suuri purkaus- ja varausjännitteen välinen ero sekä vaikea sijoitettavuus. [36] Alhaisen kennojännitteen takia nikkelikadmium akut vaativat lyijyakkua enemmän kennoja halutun jännitetasen saavuttamiseksi. Suurempi kennojen määrä kasvattaa hintaa ja hidastaa kunnossapitoa. [18]

Nikkelikadmiumakkujen käytettävyyttä hankaloittaa lisäksi se, että kadmium on myrkyllinen ja ympäristölle vaarallinen aine, jonka takia niiden romutus on kallista. [25; 26; 36] Käytännössä nikkelikadmiumakkuja käytetään ainoastaan erikoissovelluksissa, joissa lämpötilan vaihtelut ovat suuria. [33] Yhdysvalloissa nikkelikadmiumakut ovat lyijyakkujen jälkeen käytetyimpiä akkuja teollisuus ja sähköasemasovelluksissa. [18]

Nikkelimetallihybridiakun rakenne vastaa hyvin paljon nikkelikadmiumakun rakennetta. Erona on vety-metalliseoksen toimiminen anodina, paremmat sykliset ominaisuudet sekä suurempi energiatiheys. Lisäksi Nikkelimetallihybridiakut ovat huoltovapaita. Niiden lämpötilakestoisuus ei kuitenkaan ole yhtä hyvä kuin nikkelikadmiumakuilla. Muihin teknologioihin nähden nikkelimetallihybridiakkujen edut eivät kuitenkaan ole hyödynnettävissä sähköasemakäytössä, sillä niiden käyttöikä on noin 10–12 vuotta ja ne ovat jopa nikkelikadmiumakkuja kalliimpia. Tästä johtuen myös niiden kaupallinen tarjonta paikallisakkusovelluksiin on vähäistä. [18; 25; 36]

### 5.1.3 Litiumakut

Litiumpohjaisia akkuja ovat litiumioni- (Li-ion) ja litiumpolymeeriakut (Li-pol). Litiumioniakussa litiumionit liikkuvat anodin ja katodin välillä luoden sähkövirran. [36] Akut ovat ilmatiiviitä ja siten huoltovapaita. Litiumioniakut ovat vesivapaita, joten elektrolyytiä eikä kaasuja synny, mikä tekee niistä turvallisempia käsitellä. Litiumioniakuilla

on korkea energiatiheys, jopa 6–8 kertaa tyypillistä avointa lyijyakkua suurempi. Lisäksi ne kestävät korkeita lämpötiloja huomattavasti avoimia lyijyakkuja paremmin, sillä niiden ikääntymisissä on vain pieniä eroja  $+25\text{ °C}$  ja  $+60\text{ °C}$  välillä. [25]

Tämän hetkiset litiumioniakut on suunnattu pääosin sykliseen käyttöön kuluttajalle tarkoitettuihin sovelluksiin, kuten sähköautoihin. Sähköasemalle tarkoitettuja kestovarauksessa pidettäviä paikallisakkuja ei litiumioniakuista vielä valmisteta. Alustavien arvioiden mukaan litiumioniakkujen elinikä on 15 vuotta. Tällä hetkellä litiumioniakut ovat vielä nikkelimetallihybridiakkuja kalliimpia, mutta hinnat laskevat, kun tuotantomäärät kasvavat. Hinnat tulevat kuitenkin pääasiassa olemaan lyijyakkuja korkeampia. [25]

Litiumpolymeeriakkuja on montaa eri tyyppiä, mutta paikallisakkukäyttöön sopivimpia ovat kuivapolymeeriakut, jotka on kehitetty tietoliikennesovelluksiin. Litiumpolymeeriakut ovat hyvin samanlaisia kuin litiumioniakut. Ainoana erona on se, että litiumioniakkujen orgaaninen elektrolyytti on korvattu kiinteällä polymeerillä. Tämä rakenne parantaa akun turvallisuutta ja vähentää sen paloherkkyyttä litiumioniakkuun verrattuna. Kyseisen tyyppisten akkujen käyttölämpötila on noin  $60\text{--}80\text{ °C}$ , jotta elektrolyytin polymeeri saavuttaa tarpeeksi korkean johtavuuden. Näiden akkujen elinikää paikallisakkukäytöissä on hankala arvioida, sillä akut ovat vasta kehityksen alla. [25]

Litiumakkuja käytetään paikalliskäytöissä lähinnä pienillä tehoalueilla, mutta niiden käytön oletetaan tulevaisuudessa yleistyvän myös suurempina energiavarastoina. Litiumin pienen ominaispainon vuoksi litiumpohjaiset akut ovat muihin akkuihin nähden kevyitä. Litiumakkujen itsepurkautuminen on erityisen vähäistä sekä niiden varaaminen nopeaa. Varauksen aikana ei synny kaasuja ja niiden varaamiseen ei tarvita kovinkaan suurta yli-varausta. [36] Lisäksi akkujen hyötysuhde on hyvä ja elinikä pitkä. Litiumakuilla on suuri reaktiivisuus, joten elektrolyytti ei saa olla nestemäinen. Käytössä olevia elektrolyyttejä ovat orgaaniset nesteet ja kiinteät polymeerit, joissa täytyy olla lisäksi litiumsuolaa liuenneena tai sulatettuna, jotta seos olisi sähköä johtava. [26; 36]

Litiumakussa on muun muassa turvallisuuteen liittyviä teknisiä haasteita, kuten akuston hallinnointijärjestelmän moninaisuus. [36] Litiumakkuja varattaessa on käytettävä latauria, joka kontrolloi varausjännitettä ja -lämpötilaa. [26] Niiden kennojännitteet vaihtelevat  $2,3\text{--}4,1\text{ V}$  välillä riippuen valmistustekniikasta ja akkutyypistä. Litiumakkuja koskevat standardit ja säädökset ovat vielä kehitteillä ja niiden haasteina ovat turvallisuuden, huollon ja kierrätyksen ohjeistaminen. Käyttömahdollisuuksia rajaa myös litiumakkujen korkea hinta. [36]

### 5.1.4 Virtausakut

Virtausakuissa (engl. flow batteries) varsinaisena teholähteenä on akkuyksikkö, mutta energiaa varastoidaan akun elektrolyyttisäiliöihin. Akustoissa on nestemäiset elektrolyytit, jotka on sijoitettu erillisiin säiliöihin, joista niitä pumpataan ioninvaihtokalvolle. Ionien vaihtuessa elektrolyyttien välillä tapahtuu hapetus-pelkistysreaktio ja niiden välille syntyy potentiaaliero. Vastaavasti latausprosessissa reaktio tapahtuu toiseen suuntaan. Virtausakkujärjestelmä koostuu useista kennoista, jotka kuitenkin käyttävät samaa elektrolyyttiä toimiakseen. Virtausakuissa käytettäviä elektrolyyttiyhdistelmiä ovat muun muassa sinkki-bromi (ZnBr), vanadium-bromi (VnBr) tai natrium-bromi (NaBr). [18; 26; 39]

Elektrolyyttisäiliöt voivat olla kaikenkokoisia ja sijaita akkuyksiköstä erillään. Elektrolyytit voidaan myös vaihtaa poistamalla jo varauksensa luovuttaneet nestemäiset elektrolyytit ja korvata ne valmiiksi varatuilla. [26; 39]

Miehittämättömillä sähköasemilla elektrolyyttintankkaus on kuitenkin mahdotonta toteuttaa, joten soveltuvuus sähköasemalle on huono. Tietämys virtausakuista on vielä vähäistä ja virtausakkujärjestelmät ovat vielä kaupallisesti harvinaisia. Maailmalla on käyttöön otettu vasta muutamia järjestelmiä lähinnä aurinkosähkövoimaloiden tuottaman energian varastointiin ja energian kulutushuippujen leikkaamiseen. [26]

## 5.2 Muut energiavarastot

Energiaa voidaan varastoida useilla eri teknologioilla, mutta tässä työssä vertailtiin ainoastaan sähköasemalle soveltuvia katkottoman sähkösyötön vaihtoehtoja. Esimerkiksi paineilmaalla toimivat energiavarastot, pumpatut vesivarastot sekä suprajohtavat magneettiset energiavarastot soveltuvat ainoastaan MW-teholuokan tarpeeseen. Lisäksi ne ovat hankintahinnaltaan selvästi perinteisempiä vaihtoehtoja kalliimpia. [40; 41] Energiaa voidaan akustojen lisäksi varastoida muun muassa mekaanisesti vauhtipyöriin sekä sähköisesti superkondensaattoreihin. [40] Näistä varastoista on mahdollista saada suuri teho lyhyessä ajassa, joten niitä voidaan käyttää yhdessä energiaa tuottavien keinojen kanssa. [18]

### 5.2.1 Vauhtipyörät

Vauhtipyörässä (engl. flywheel) energiaa varastoidaan laakeroidun levyn pyörimisliikkeeseen. Vauhtipyörään yhdistetään sähkökone, joka toimii moottorina vauhtipyörää ladattaessa ja generaattorina sitä purettaessa. Ladattaessa vauhtipyörän nopeus kiihtyy, ja purettaessa hidastuu. [18; 42]



Vauhtipyörät voidaan luokitella pyörimisnopeuden mukaan pieni- ja suurinopeuksisiin sovelluksiin. Pieninopeuksisissa sovelluksissa vauhtipyörät ovat yksinkertaisia teräskiekoja, joiden pyörimisnopeus on 2 000–10 000 rpm. Teräksen mekaaninen lujuus kuitenkin estää korkeammat pyörimisnopeudet. [18; 26]

Suurinopeuksisten vauhtipyörien nopeudet ovat 10 000–100 000 rpm ja ne valmistetaan kevyemmistä komposiittimateriaaleista, joihin pystytään varastoimaan kineettistä energiaa terästä paremmin. Vauhtipyörän energia on suoraan verrannollinen massaansa, mutta neliöllisesti verrannollinen pyörimisnopeuteen, joten nopeuden kasvattaminen on massan kasvattamista tehokkaampaa. Suurta nopeutta vaativissa järjestelmissä sopivia moottoreita ovat lähinnä oikosulku-, reluktanssi- ja kestopagneettimoottorit. Vauhtipyörissä käytetään esimerkiksi magneettisia laakereita ja tyhjiöpakkauksia, joilla voidaan vähentää ilmanvastusta ja siten parantaa vauhtipyörän toimintaa ja hyötysuhdetta. [18; 26; 42]

Suurinopeuksiset vauhtipyörät antavat varavoimakäyttöön pienemmän vääntömomentin suhteellisen pitkäksi aikaa ja vastaavasti pieninopeuksiset antavat suuremman vääntömomentin lyhemmäksi aikaa. Huimamassojen varakäyntiajat vaihtelevat muutamista sekunneista muutamiin minuutteihin. [9]

Erään toimittajan pienin vauhtipyörällä varustettu keskeytymättömän tehonsyötön järjestelmä eli UPS-järjestelmä (engl. Uninterruptible Power Supply) on 250 kVA, joka on mitoitettu 15 sekunnin tehon tarpeeseen. Pienemmällä tehon tarpeella toiminta-aika kasvaa. Tällöin esimerkiksi 25 kVA:n kuormalla huimamassan toiminta-aika olisi kymmenkertainen. [43]

Vauhtipyörien etuina ovat pitkä elinikä, keveys ja laaja toimintalämpötila ( $-40$ – $+40$  °C). Lisäksi se kestää useita purkaus-varausjaksoja ja sen varastoima energia on mahdollista purkaa kokonaan. [26] Vauhtipyörät ovat lähes huoltovapaita, sillä ainoastaan laakereita täytyy aika ajoin vaihtaa. [43] Heikkoutena vauhtipyörässä on mahdolliset vaaratilanteet laakeriston vikaantuessa, jolloin koko varasto tyhjenee täysin. Suurissa nopeuksissa vauhtipyörä voi singota ja tehdä tuhoa ympärillä oleviin laitteisiin. Vauhtipyöräjärjestelmän hankintakustannukset ovat selvästi akkujärjestelmää suuremmat. [26]

Vauhtipyöriä on yleisesti käytetty esimerkiksi polttomoottoreissa. DRUPS (engl. Diesel Rotary Uninterruptible Power Supply) sekä CPS (engl. Continuous Power Supply) ovat molemmat käytännössä samalla periaatteella toimivia dynaamisia UPS-laitteita, joissa normaaliin diesel-varavoimakoneeseen on liitetty vauhtipyörä. Ainoastaan laitteiston myyntinimike vaihtelee toimittajakohtaisesti. Sähkökatkon aikana vauhtipyörään varastoituneesta energiasta tuotetaan sähköä kriittisille laitteille dieselmoottorin käynnistymisen ajaksi. Kun moottori on käynnistynyt, toimii laitteisto perinteisen diesel-varavoimakoneen tavoin. [43]

Kuitenkin monen toimittajan huimamassalla varustetut laitteistot ovat alkaen 100–250 kVA:sta, yltäen aina jopa 2 000 kVA:han. [43] Jopa pienin 100 kVA malli olisi selvästi ylimitoitettu luvun 3.3 esimerkiasemien tehoille.

## 5.2.2 Superkondensaattorit

Superkondensaattorit (engl. ultracapacitors, double-layer capacitors) ovat suuritehoisia sähkökemiallisia kondensaattoreita, jotka varastoivat energiaa kahden hiilielektroodin väliseen sähkökenttään. Tekniikka voi hieman vaihdella sovelluksittain ja joissain yhteyksissä niitä voidaan kutsua myös pseudo- tai aerokondensaattoreiksi. [26]

Perinteisen kondensaattorin toimintaperiaatteen mukaisesti myöskään superkondensaattorin toiminta ei perustu kemialliseen reaktioon. Kuitenkin aivan kuten akuillakin, superkondensaattoreiden sähköinen varaus perustuu ioneihin. [26] Superkondensaattoreiden jännitteet vaihtelevat tyypillisesti 1,0–3,0 V:n välillä, joten akkujen tapaan niitä on kytkettävä sarjaan halutun jännitteen saavuttamiseksi. [18] Sarjaankytkennässä superkondensaattorit kuitenkin tarvitsevat ohjauspiirin, joka tasapainottaa kunkin superkondensaattorin jännitettä. [26]

Superkondensaattoreiden purkauskäyrä on jännitteen suhteen lineaarinen, toisin kuin useimmilla akuilla, joilla purkauksesta johtuva jännitteen lasku on suhteellisen vähäistä. Tästä johtuen sähköasemasovelluksissa akuista olisi käytettävissä suhteellisesti suurempi osa sen sisältämästä energiasta kuin superkondensaattoreista. Käytettävissä olevaa energiaa voidaan kasvattaa DC/DC-muuntimella, mutta se tuo ratkaisuun lisää hintaa, eikä se kuitenkaan mahdollista koko energiavaraston purkamista. [18]

Superkondensaattoreiden toimintalämpötila on laaja ( $-40$ – $+70$  °C) ja hyötysuhde erittäin korkea. Superkondensaattorit ovat lisäksi huoltovapaita ja niiden itsepurkautuvuus on merkittävä verrattuna tavallisiin akkuihin. [26]

Superkondensaattoreilla on suurempi tehotiheys, mutta pienempi energiatiheys kuin akuilla. Lisäksi niiden sykliset ominaisuudet ovat huomattavasti akustoja paremmat. Superkondensaattoreiden varaus- ja purkausajat ovat erittäin lyhyet, muutamista sekunneista joihinkin minuutteihin. Tästä johtuen superkondensaattorit ovat hyödyllisiä sovelluksissa, joissa tarvitaan suuria hetkellisiä tehoja ja epäkäytännöllisiä sovelluksissa, joissa tehoa tarvitaan pitkiksi ajoiksi. Kestovaraussovelluksissa, kuten sähköasemilla, superkondensaattoreiden ja akkujen käyttöiät ovat suunnilleen samat. [18; 26]

Superkondensaattoreiden ominaisuuksista johtuen niitä ei voida käyttää sähköasemilla itsenäisesti, vaan niillä on täydennettävä teknologioita, joilla on pitkät toiminta-ajat, mutta ongelmia kytkinlaitteiden huipputehojen syöttämisessä. Tekniikka on kuitenkin vielä suhteellisen uutta, sillä teollisuusolosuhteisiin saatavilla olevia sovelluksia on ollut tarjolla vasta noin 20 vuotta. [18]

## 5.3 Energian tuotantokeinot

Apusähköjärjestelmä on mahdollista varmentaa myös energiaa tuottavilla vaihtoehtoilla, kun niitä käytetään yhdessä energiavaraston kanssa. [18] Energiaa tuottavat vaihtoehdot voidaan kytkeä esimerkiksi varasyöttömuuntajan rinnalle, jolloin niiden toimintaperiaate vastaa normaalia apusähköjärjestelmän syöttöä. Häiriötilanteessa, jossa molemmat apusähköjärjestelmän syötöt ovat jännitteettömiä, siirtyvät aseman kriittiset kuormat energiavaraston syöttämiksi. Käynnistymisajan jälkeen energiaa tuottava vaihtoehto aloittaa kuormien syötön ja energiavaraston uudelleenvaraamiseen. [11] Energiaa tuottavien vaihtoehtojen varakäyntiajalla tarkoitetaan yleensä polttoainesäiliön mahdollistamaa toiminta-aikaa. Toiminta-aikaa voidaan helposti pidentää tankkauksella tai lisäsäiliöllä. [9]

### 5.3.1 Polttomoottorikäyttöiset varavoimakoneet

Varavoimakäyttöön tarkoitettu polttomoottorikäyttöinen varavoimakone koostuu polttomoottorista sekä siihen kytketystä generaattorista, joka tuottaa kolmivaiheista vaihtovirtaa. Apusähköjärjestelmän vaatiman kokoluokan varavoimakoneet käyttävät polttoaineena useimmiten dieseliä. Dieselmoottorikäyttöistä generaattoria kutsutaan dieselgeneraattoriksi. [9]

Fingridillä varavoimakoneita on muutamilla asemilla käytetty apusähköjärjestelmän varasyöttönä. Osa varavoimakoneista on varustettu polttoainekäyttöisillä esilämmittimillä, joten laitteiden on oletettu toimivan moitteitta myös kovilla pakkasilla. Polttoaineena koneissa on käytetty arktista diesel-laatua. Kuvassa 7 on eräs Fingridillä käytössä oleva kiinteä varavoimakone. [10; 11] Myös muualla maailmassa on käytetty polttomootoreita sähköasemien varavoimana. [18]



**Kuva 7.** Eräs Fingridillä käytössä oleva kiinteä varavoimakone [12].

Varavoimakoneiden etuna on niiden jatkuva toimintakyky niin kauan kuin polttoainetta on saatavilla. Näin voidaan saavuttaa huomattavasti akustoja pidemmät varakäyntiajat. Lisäksi varavoimakoneilla on mahdollista tarvittaessa syöttää myös ei-kriittisiä vaihtosähkökuormia ilman suuntaajaa. Vaihtosähkösyöttö voi olla aiheellista esimerkiksi syrjäisillä sekä erittäin kriittisillä asemilla, joilla ei-kriittisten kuormat ovat tärkeämmässä roolissa. [18]

Polttomoottorikäyttöiset varavoimakoneet tarvitsevat paljon huoltoa. Toimintakunnon ja luotettavuuden ylläpitämiseksi niitä tulee myös koeajaa määrääjoin. Lisäksi ne sisältävät paljon liikkuvia osia, joten niiden luotettavuus on suhteellisen huono. Muita huonoja puolia ovat käytöstä syntyvä melu ja pakokaasut sekä polttoaineiden ja muiden nesteiden säilytyksen ja käsittelyn hankaluus. Koneen käyttämä polttoaine on varastoitava sähköasemalle ja se voi viedä huomattavan tonttitilan. Nesteiden käsittely vaatii huolellisuutta, sillä mahdolliset nestevuodot voivat aiheuttaa ympäristövahingon. [30] Varavoimakoneen polttoaine säilötään tankissa, jonka koko voidaan valita käyttötarpeen mukaan. Koneiden mukana tuleva vakioolttoainetankki on yleensä mitoitettu noin 8–10 tunniksi, mutta mitoitusta voidaan tarpeen mukaan muuttaa. [43; 44]

Käynnistymisajasta johtuen varavoimakoneet eivät kykene toimimaan itsenäisesti sähköasemilla, vaan niiden katkoton sähkönsyöttö on toteutettava energiavarastolla. Superkondensaattoreilla voitaisiin turvata katkoton sähkönsyöttö ainoastaan sekunneiksi, jolloin varavoimakoneen käynnistymisen täytyisi olla todella luotettavaa, eikä virheellisten käynnistysten mahdollisuutta olisi. Tästä syystä varavoimakone on käytännöllisintä varustaa paikallisakuilla tai vauhtipyörillä. [18]

Varavoimakone käynnistetään starttimoottorilla, joka saa käynnistysvirtansa useimmiten erillisistä 12 tai 24 V käynnistysakuista. Käynnistys voidaan tehdä useimmiten sekä paikallisesti että kauko-ohjatusti. Osassa varavoimakoneista on myös erilliset ohjaus- ja valvontajärjestelmät. [30; 43; 44]

### 5.3.2 Polttokennot

Polttokennot ovat akkujen tapaan sähkökemiallisia laitteita, jotka muuntavat kemiallista energiaa tasasähköksi. Normaalin akun tapaan myös polttokenno koostuu elektrolyytistä sekä kahdesta elektrodista, anodista ja katodista. Polttoaineena käytetään tyypillisesti vetyä, mutta myös maakaasulla ja metanolilla toimivia polttokennoja on kehitetty. [45] Polttoaine syötetään anodiin ja hapetin eli ilmassa oleva happi katodiin, jolloin vety ikään kuin palaa vapauttaen lämpö- ja sähköenergiaa. [46] Vety voidaan periaatteessa luokitella myös energiavarastoksi, sillä sitä voidaan valmistaa sähkökemiallisilla menetelmillä vedestä. [47]

Myös polttokennon rakenne muistuttaa normaalin akun rakennetta, mutta eroavuudet ovat selkeät. Akun sisältämä energia määräytyy siitä, kuinka suuri akku on ja kuinka paljon varastoituneita reagoivia aineita on. Akku on purettu tyhjäksi, kun sen reaktioaineet on käytetty, minkä jälkeen se on varattava uudelleen ennen seuraava käyttöä. Sen sijaan polttokenno voidaan tankata ja periaatteessa se toimii niin kauan kuin polttoainetta sekä hapetinta on saatavilla. [18; 46]

Polttokennoja on useita eri tyyppisiä, mutta ainoastaan PEM- (engl. Proton Exchange Membrane) eli kiinteäpolymeeriset polttokennot ovat soveltuvia varavoimasovelluksiin. PEM-kennot ovat niin sanottuja matalan lämpötilan polttokennoja, mikä mahdollistaa polttokennon nopean käynnistytksen. Muilla polttokennotyypeillä on korkea toimintalämpötila ja siten hidas vasteaika, joten ne on suunniteltu toimimaan kokoaikaisesti. Lisäksi PEM-kennon rakenne on ohut, joten järjestelmä on pienikokoinen ja kompakti. [18; 45]

Polttokennot vaativat vähemmän huoltoa kuin varavoimakoneet. Kennossa itsessään ei ole korroosiota aiheuttavaa nestettä eikä liikkuvia osia, joten sen toiminta on luotettavaa sekä sen melutaso on matala. Kuitenkin polttokennoratkaisun oheistarvikkeet kuten polttoainepumput ja puhaltimet sisältävät liikkuvia osia [45]. Polttokennot ovat ympäristöystävällisiä, sillä niiden lopputuotteena on vettä. [18; 45; 46]

Polttokennojen toimintakyky kuitenkin laskee iän myötä, kun elektrolyytin ja elektrodien materiaalit hajoavat. Polttokennojen vasteaika on suhteellisen nopea, muttei kuitenkaan tarpeeksi nopea apusähköjärjestelmän katkottomaan sähkönsyöttöön. Polttokennot ovat lisäksi hitaita kuorman muutoksille, sillä polttoaineen virtausta on ohjattava vaadittavan tehon mukaan. Niillä on lisäksi vaikeuksia syöttää huippuvirtoja, joten myös polttokennot tarvitsevat rinnalleen energiavaraston, jolla turvataan muun muassa kytkinlaitteiden vaatimat hetkellisten kuormat. [18]

Vaikka polttokennoteknologia on suhteellisen vanhaa, on niiden käyttö yleistynyt laajemmin vasta viime vuosikymmenillä. Tämänhetkiset polttokennosovellukset on tarkoitettu lähinnä tietoliikennekäyttöön, joten niiden ulostulojännite on pääsääntöisesti 48 V. [18; 48] Fingridin tilanteessa polttokennoihin täytyisi lisätä erillinen suuntaaja, jotta sitä voisi käyttää varavoimakoneen tavoin. [18]

Esimerkiksi eräällä polttokennotoimittajalla on useita superkondensaattoreilla varustettuja 48 V:n polttokennosovelluksia teleoperaattoreille. Polttokennoja on saatavilla 1,7 kW, 2,5 kW sekä 5 kW yksikköinä. Yksiköiden arvioitu elinikä 1 500 käynnistystä tai 7 000 käyttötuntia, mutta jotkut kennot ovat kestäneet jopa 14 000 tuntia. Takuu kattaa 500 käynnistystä ja 1 500 käyttötuntia. Useimmiten lyhemmät eliniät ovat seurausta vedyn tai ilman epäpuhtauksista. Ensimmäiset polttokennot toimitettiin yhdeksän vuotta sitten, ja toimittajan mukaan niistä jokainen toimii vielä tälläkin hetkellä moitteitta. Toimittajan mukaan polttokennon elinikä on ainakin 15 vuotta. [48]

## 5.4 Teknisen vertailun yhteenveto

Avoimia lyijyakkuja on onnistuneesti käytetty useiden vuosikymmenien ajan varmentamaan sähköasemien apusähköjärjestelmien kuormia. [24; 25] Niiden kunnossapidon suuri määrä on kuitenkin johtanut siihen, että muutamat toimijat ovat vaihtaneet avoimet akustot vähemmän huoltoa vaativiin suljettuihin akustoihin. [25]

Taulukossa 5 esitellään yhteenveto akkujen teknisestä vertailusta. Vastaavasti taulukossa 6 esitellään yhteenveto muiden energiavarastojen ja energian tuotantokeinojen teknisestä vertailusta. Taulukoissa eritellään vaihtoehtojen ominaisuuksia, joista on hyötyä tai haittaa sähköasemakäytössä. Sähköaseman akustojen syklinen käyttö on todella vähäistä ja niitä pidetään koko ajan kestovarausjännitteessä, joten varauskertojen määrällä ja itsepurkautuvuudella ei ole oleellista merkitystä niiden toimintaan. [25]

*Taulukko 5. Yhteenveto akkujen teknisestä vertailusta.*

	<b>Hyödyt sähköasemakäytössä</b>	<b>Haitat sähköasemakäytössä</b>
<b>Avoimet lyijyakut</b>	Vanha ja tunnettu teknologia Pitkäikäinen Helppo kunnonvalvonta Pieni hankintakustannus	<i>Coup de fouet</i> -ilmiö Heikko ääriämpötilojen kestävyys Suuri kunnossapidon määrä Vaatii ilmanvaihtoa Elektrolyytin käsittely
<b>Suljetut lyijyakut</b>	Huoltovapaa Pieni hankintakustannus	<i>Coup de fouet</i> -ilmiö Heikko ääriämpötilojen kestävyys Vaatii ilmanvaihtoa Kunnonvalvonta
<b>Nikkelikadmiumakut</b>	Vanha ja tunnettu teknologia Pitkäikäinen Hyvä ääriämpötilojen kestävyys	Matala kennojännite Muistiefekti Vaatii ilmanvaihtoa
<b>Nikkelimetallihybridiakut</b>	Korkea energiatiheys Suuri hankintakustannus	Testaamaton
<b>Litiumioniakut</b>	Korkea energiatiheys Pitkäikäinen Suuri hankintakustannus	Suhteellisen tuntematon ja testaamaton Vaatii akuston hallintajärjestelmän
<b>Litiumpolymeeriakut</b>	Korkea energiatiheys Suuri hankintakustannus	Suhteellisen tuntematon ja testaamaton Vaatii akuston hallintajärjestelmän
<b>Virtausakut</b>	Korkea energiatiheys Tasainen jänniteprofiili	Suhteellisen tuntematon ja testaamaton Mekaaniset osat vaativat huoltoa

**Taulukko 6.** Yhteenveto muiden energiavarastojen ja energian tuotantokeinojen teknisestä vertailusta.

	<b>Hyödyt sähköasemakäytössä</b>	<b>Haitat sähköasemakäytössä</b>
<b>Superkondensaattorit</b>	Suuri tehotiheys Laaja toimintalämpötila Korkea hyötysuhde Huoltovapaita	Suhteellisen tuntematon ja testaamaton Korkea hankintahinta Matala energiatiheys Ohjauspiirien tarve Lyhyt toiminta-aika
<b>Vauhtipyörät</b>	Suuri tehotiheys Pitkäikäinen Mahdollista purkaa tyhjäksi	Suhteellisen tuntematon ja testaamaton Matala energiatiheys Lyhyt toiminta-aika
<b>Varavoimakone</b>	Vanha ja tunnettu teknologia Pitkä toiminta-aika Tankattavuus	Suuri kunnossapidon määrä Käynnistymisaika Melu ja pakokaasut Polttoaineiden käsittely
<b>Polttokenno</b>	Pitkä toiminta-aika Tankattavuus Ympäristöystävällinen	Käynnistymisaika Saatavuus 110/220 V:lle

Kuten yhteenvedoista nähdään, useimpia varavoimavaihtoehtoja ei ole testattu tarpeeksi laaja-alaisesti sähköasemakäytössä, joten niiden luotettavuudesta ei ole tietoa. Tästä johtuen niitä ei myöskään ole laajemmin otettu käyttöön sähköasemasovelluksissa. Tämä on johtanut eräänlaiseen kierteeseen. Sähköasemasovelluksien käyttöönoton yleistyminen vaatii laaja-alaisen testauksen, muttei testausta voida sähköasemien olosuhteissa tehdä, mikäli sovelluksia ei oteta laajemmin käyttöön. Käyttökohteita on myös suhteellisen vähän, eikä yksittäisiä pienen otannan testituloksia voida pitää yleisesti hyväksyttynä. Tarpeeksi laaja-alainen ja valvottu testaus voi lisäksi olla kallista ja viedä paljon aikaa. [18]

Täysin uuden teknologian käytössä kohdataan usein myös odottamattomia ongelmia, joten on helppo luottaa teknologiaan, jonka suunnittelusta, huollosta ja ongelmien ratkaisemisesta on vuosikymmenien kokemuksia. Innovointi ja uuden ratkaisun käyttöönotto tuo aina kertaluonteisia lisäkustannuksia muun muassa suunnittelun, asennuksien ja käyttöönoton suhteen. Myös kunnossapito voi poiketa normaalista ja siten vaatia esimerkiksi henkilöstön koulutusta. Koska sähköasemakäyttöön soveltuvat akut ovat suhteellisen pieni osa akkumarkkinoita, voi myös kyseisen alan hallitsevaa myyntihenkilökuntaa olla vaikea löytää. Jotta vaihtoehtoisen varavoimajärjestelmän käyttöönotto olisi kannattavaa ja järkevää, täytyisi sen tuoda merkittäviä hyötyjä luotettavuuteen, kunnossapitoon, elinikään tai käyttöolosuhteisiin tällä hetkellä käytettyyn teknologiaan nähden. Käyttöönot-tavan yhtiön täytyy olla valmis käyttämään tarvittavat resurssit teknologian ensimmäiseen käyttöönottoon ja aiemmin tuntemattomien ongelmien ratkaisuun. [18]

Yhteenvedosta nähdään, että ainoastaan lyijy- ja nikkelikadmiumakuista sekä varavoimakoneista on aikaisempia kokemuksia sähköasemakäytöissä. Muita akustoja ei ole testattu sähköasemakäytössä, joten tietoa niiden luotettavuudesta ei ole. Myös niiden kaupallinen saatavuus on hyvin rajoitettua. Vastaava tilanne on myös superkondensaattoreilla, vauhtipyörillä sekä polttokennoilla.

Fingridin käytössä ei kuitenkaan nikkelikadmiumakkujen ääriämpötilojen kestävyyydestä ei kuitenkaan ole merkittävää hyötyä, sillä akkuhuoneiden ja asemarakennusten lämpötilan oletetaan pysyvän vakiona. Myös Fingridillä luotetaan testattuun tekniikkaan, eikä kriittisten sovellusten kanssa haluta ottaa liian suuria teknologiariskejä. Vertailusta selvisi, että Fingridin käyttöön toimivimmat ratkaisut ovat avoimet ja suljetut lyijyakustot, sekä diesel-varavoimakoneet, joten ne on järkevintä ottaa työn kokonaistaloudelliseen vertailuun.

## 5.5 Suljettujen akustojen spesifikaatio

Työn ohessa suljetuilla akustoille kehitettiin oma spesifikaatio mahdollisia tulevaisuuden hankintoja varten. Spesifikaatioon täytyi valita sopiva akuston kennomäärä, jotta saavutetaan aiemmin luvussa 2.2 mainitut sallitut tasajännitetasot. Suljettujen akkujen kennokohtaiset kestovarausjännitteet ovat hieman avoimien akkujen jännitteitä korkeammat, joten avoimien akustojen spesifikaation kennomääriä ei voitu käyttää. Suljettujen akkujen kennokohtaiset kestovarausjännitteet vaihtelevat valmistajittain noin 2,25 ja 2,29 V:n välillä. Kennokohtaisena loppujännitteenä suljetuilla akuille käytetään 1,90 V:a.

Luodun spesifikaation mukaan 110 V:n järjestelmässä käytetään tulevaisuudessa 53 sarjaankytkettyä suljettua kennoa sekä 220 V:n järjestelmässä 105 sarjaankytkettyä kennoa. Suljetuista akuista ei ole mahdollista rakentaa vajaakennoisia ryhmäakkuja, joten ryhmäakkuja voitaisiin ainoastaan 220 V:n järjestelmässä, kun käytetään 35:ttä kolmen kennon ryhmäakkua halutun. Muissa tilanteissa olisi käytettävä yksittäiskennoja. [6]

Kehitetyn spesifikaation mukaan käytettäessä suljettuja akustoja käytettäessä, käytetään putkilevyrakenteisia OPzV-geeliakustoja. Verrattuna muihin akkuihin, putkilevyrakenteisilla geeliakuilla on pidempi käyttöikä sekä paremmat korroosio-ominaisuudet. Lisäksi ne soveltuvat parhaiten sähköasemakäytön pitkiin purkausaikoihin.



## 6. VARAVOIMAVAIHTOEHTOJEN TALOUDELLINEN VERTAILU

Kuten luvussa viisi todettiin, apusähköjärjestelmän varmentamiseen on useita erilaisia varavoimateknologioita. Kuitenkin Fingridin sähköasemien varavoimakäyttöön sopivia ratkaisuja, joista on käytännön kokemuksia, ja joita on kaupallisesti tarjolla, on kuitenkin huomattavasti vähemmän. Varavoimavaihtoehtojen taloudellista vertailua ei kuitenkaan voida tehdä pelkillä hankintahinnoilla, vaan niistä on tehtävä mahdollisimman kattavat elinkaarikustannuslaskelmat, joissa on huomioitava kaikki vaihtoehdon elinkaaren aikana syntyvät kustannukset ja niihin vaikuttavat tekijät. [25]

### 6.1 Nykyarvomenetelmä

Investointien kannattavuutta voidaan arvioida nykyarvomenetelmällä, annuiteettimenetelmällä, sisäisen korkokannan menetelmällä sekä takaisinmaksuajan menetelmällä. Annuiteettimenetelmässä investoinnin perushankintameno jaetaan investoinnin pitoajalle yhtä suuriksi kustannusten vuosieriksi eli annuiteeteiksi. Mikäli vuotuiset nettotuotot ovat suuremmat kuin vuotuiset annuiteetit, on investointi taloudellisesti kannattava. Sisäisen korkokannan menetelmällä saadaan se korkokanta, jolla investoinnista kertyvät nettotuotot ovat yhtä suuret kuin investoinnin perushankintameno. Tällöin vaihtoehtoista edullisin on se, jonka sisäinen korkokanta on suurin. Vastaavasti takaisinmaksuajan menetelmällä selvitetään aika, jonka kuluessa investoinnin yhteenlasketut nettotuotot ylittävät perushankintakustannuksen. Tämän ajan kuluessa investointi on nimensä mukaan maksanut itsensä takaisin. [49]

Fingridin varavoimavaihtoehdon hankinnasta ja käytöstä ei synny lainkaan positiivisia nettotuottoja, vaan kaikki kassavirrat ovat negatiivisia, joten projektit eivät ole laskennan mukaan koskaan kannattavia. Koska positiivisia nettotuottoja ei ole ei annuiteettien selvittäminen ole oleellista, ja koska projektit eivät ole kannattavia, niiden sisäistä korkokantaa tai takaisinmaksuaikaa ei voida laskea.

Tästä johtuen työssä käytettiin nykyarvomenetelmää, jossa kaikki tulevaisuuden kassavirtalaskelman kassavirrat diskontataan nykyhetkeen ja lasketaan ne yhteen [23 s.218]. Menetelmä on käytännöllisin tapa vertailla varavoimavaihtoehtojen negatiivisia kassavirtoja toisiinsa. Tarkoituksena nykyarvomenetelmällä oli selvittää edullisin vaihtoehto, eli investointi, jonka elinkaaren kumulatiivinen kassavirta on itseisarvoltaan pienin, eli vähiten negatiivinen. Työssä eri vaihtoehtojen vuositason tulos- ja kassavirtalaskelmat tehtiin kuvan 8 kaavojen mukaan.

**Tuloslaskelma**

Tulot

-Kulut

-Kirjanpidon poistot

---

= Liikevoitto

-Korot

---

=Voitto ennen veroja

+Verohyöty 20 %

---

=Tilikauden voitto**Kassavirtalaskelma**

Tulot

-Kulut

-Investoinnit

+Verohyöty 20 %

---

=Kassavirta

**Kuva 8.** Työssä käytettyjen tulos- ja kassavirtalaskelmien kaavat [50].

Tuloslaskelma kertoo tilikauden tuloksen ja sen muodostumistavan ja kassavirtalaskelma mahdolliset kassavirrat. Sähköverkkotoiminnassa tuloslaskelman tulot koostuvat pääasiassa asiakkaiden maksamista siirtomaksuista. [50] Tässä työssä tulojen erittely ei kuitenkaan ole oleellista.

Investointiprojektin kassavirtalaskelmassa verot on huomioitu projektin kassavirtaan positiivisesti vaikuttavana tekijänä, koska laskelmassa on käytetty oletuksena, että Fingridille syntyy muista toiminnoistaan riittävästi verotettavaa tuloa. Esimerkiksi vuoden 2015 tilinpäätöksen mukaan Fingridin tulos ennen veroja oli 129 miljoonaa euroa ja maksetut tuloverot olivat noin 25 miljoonaa euroa [16]. Näiden perusteella projektien kulojen verovaikutus on täysimääräisesti hyödynnettävissä, ja oletusta verohyödyistä voidaan pitää projektin tulos- ja kassavirtalaskelman kannalta oikeina.

### 6.1.1 Laskentakorkokanta ja inflaatio

Tulevaisuuden kassavirrat diskontataan laskentakorkokannan avulla nykyarvoon. Diskonttaus on korkolaskennalle käänteinen tapahtuma, jossa tulevaisuuden kassavirroille lasketaan nykypäivän arvo valitun laskentakorkokannan avulla. Yleisesti korko tarkoittaa korvausta rahan käyttöön saamisesta. Investoinneissa laskentakorkokannan avulla saadaan eri vuosina saatavat nettotuotot keskenään vertailukelpoisiksi. Tämä on olennaista investoinneilla, joilla tuotot ja kustannukset ajoittuvat useille eri vuosille. Käytännössä laskentakorkokanta tarkoittaa yrityksen investoinnilta vaatimaa minimituottoa. Korkokannan määrittämiseen on kuitenkin useita erilaisia tapoja. [49]

Taloudellisuutta vertailtaessa eri kustannuslajit voidaan tehdä toistensa suhteen vertailukelpoisiksi laskemalla koko elinkaaren kustannusten nykyarvo. Yksittäisen vuoden kustannuksen tai kassavirran nykyarvo voidaan laskea kaavan 4 avulla:

$$K = \frac{1}{(1+r)^n} k_n, \quad (4)$$

jossa  $K$  on nykyarvo,  $r$  on korkokanta,  $n$  tapahtumahetken aika vuosissa sekä  $k_n$  vuoden  $n$  kassavirta. [50]

Sähköverkkotoiminta on kuitenkin monopoliluonteensa takia tarkasti säänneltyä. Energiavirasto valvoo hintojen kohtuullisuutta valvontajaksoittain määrittelemällä etukäteen esimerkiksi kunkin vuoden sallitun kohtuullisen tuoton sijoitetulle pääomalle. [50] Vuonna 2015 Fingridin pääoman painotettu keskikustannus oli 6 % ja sitä käytettiin vuoden 2015 tilinpäätöksessä diskonttokorkona ennen veroja. [16]

Vaihtoehtoinen tapa kokokannan määrittämiseksi on pääoman keskimääräinen kustannus eli WACC (engl. Weighted Average Cost of Capital), joka saadaan kaavalla 5:

$$WACC = \frac{E}{D+E} R_e + \frac{D}{D+E} R_d(1 - T_c), \quad (5)$$

jossa  $E$  on oma pääoma,  $D$  vieras pääoma,  $R_e$  oman pääoman kustannus,  $R_d$  vieraan pääoman kustannus ja  $T_c$  tuloveroprosentti. [51] Työssä käytettiin pääomarakennetta, jossa on 30 % omaa pääomaa ja 70 % vierasta pääomaa. Oman pääoman kustannuksena käytettiin 15 %, joka oli Fingridin vuoden 2015 oman pääoman tuotto [16]. Vieraan pääoman kustannuksena käytettiin 3 % ja tuloveroprosenttina 20 %, joka on osakeyhtiön tuloveroprosentti Suomessa. Tuloksena edellä mainituilla arvoilla saatiin, että WACC on 6,18 %, joka on hyvin lähellä Fingridin vuoden 2015 kohtuullisen tuoton arvoa. Myös tässä työssä käytettiin 6 % diskonttokorkoa.

Vastaavasti taloudellisissa laskelmissa käytetty inflaatio tarkoittaa ostovoiman heikkenemistä sekä siitä aiheutuvaa hintojen nousua. [51] Inflaationa työssä käytettiin 2 %.

## 6.1.2 Poistomenettely

Poistomenettelyä käytetään hyödykkeen hankintahinnan jaksottamiseen niiden ajanjaksojen kustannuksiksi, joina hyödyke on käytössä. [49] Verkkoyhtiöiden verkkoon tekemät investoinnit ovat tyypillisesti pitkävaikutteisia, joten useimmiten ne jaksotetaan tasapoistoina. [50] Myös Fingrid poistaa aineelliset käyttöomaisuushyödykkeet tasapoistoin taloudellisen vaikutusajan mukaisesti. Käyttöomaisuushyödykkeitä ovat muun muassa rakennukset, voimajohdot, koneet sekä laitteet. Poistoaikoja voidaan muuttaa vuosittain, mikäli arvioidut taloudelliset pitoajat muuttuvat. Vuonna 2015 poistoaikat olivat sähköasemien rakennuksilla 40 vuotta, sekä sähköasemien koneilla 10–30 vuotta. [16]

Laskelmissa poistoaikoina diesel-varavoimakoneilla käytettiin 15 vuotta sekä akustojen 10–12 vuotta. Poistoaika ei saa olla teknistä elinikää pidempi, joten suljetut akustot poistetaan 10 vuodessa, kun avoimilla poistoaika on 12 vuotta. Kuitenkin viimeinen avoimen akuston uusiminen tapahtuu 30. vuotena, joten 40 vuoden tarkasteluajanjaksosta johtuen, myös viimeinen avoin akusto poistetaan 10 vuodessa, jotta investointi ehditään poistaa täysimääräisesti.

## 6.2 Elinkaarikustannuslaskenta

Elinkaarikustannuslaskentaa (engl. LCC, Life Cycle Costing) voidaan käyttää päätöksen-  
teon tukena ja sen avulla voidaan selvittää kaikki varavoimavaihtoehdon elinkaaren ai-  
kana syntyvät todelliset kustannukset. Laskennassa huomioitavia kustannuksia ovat  
muun muassa hankinnasta, testauksesta, ylläpidosta, uusimisesta ja romutuksesta synty-  
vät kustannukset. [37; 49]

Sähköaseman laitteiden elinkaarikustannukset voidaan esittää kaavalla 6:

$$C_{\text{kok}} = \sum(C_i + C_k + C_m + C_h + C_p), \quad (6)$$

jossa  $C_{\text{kok}}$  kuvaa kokonaiskustannuksia,  $C_i$  investointikustannuksia,  $C_k$  kunnossapitokus-  
tannuksia,  $C_m$  muita kustannuksia,  $C_h$  häviö- ja keskeytyskustannuksia sekä  $C_p$  käytöstä  
poiston kustannuksia.

Varavoimalaitteistoilla häviökustannuksia ovat esimerkiksi akustojen varaamisesta syn-  
tyvät kustannukset. Häviökustannuksia on kuitenkin hankala eritellä ja ne ovat merkityk-  
seltään vähäiset. Toisin kuin esimerkiksi kytkinlaitteilla, varavoimalaitteista johtuvia kes-  
keytyksiä ei aiheudu, joten myöskään keskeytyskustannuksia ei synny. Lisäksi myös käy-  
töstä poiston kokonaiskustannusvaikutus on lähellä nollaa, sillä usein laitteiden materiaa-  
lihyvitykset kumoavat käytöstä poiston työ- ja keskeytyskustannukset [11]. Työssä häviö- ja keskey-  
tyskustannukset sekä käytöstä poiston kustannukset jätettiin huomiotta. [23; 52]

### 6.2.1 Investointikustannukset

Investointi- eli perushankintakustannus on usein suuri kertakustannus, joka ajoittuu in-  
vestoinnin elinkaaren alkuun. Investointikustannukseen liittyy usein vähemmän epävar-  
muutta kuin muihin investoinnin kustannuksiin. [49] Investointikustannus sisältää muun  
muassa suunnittelu-, hankinta-, toimitus- sekä asennuskustannukset. Fingrid kuitenkin  
hankkii investointinsa avaimet käteen -periaatteella, minkä takia eri osakustannuksia, ku-  
ten suunnittelua ja hankintaa on hankala eritellä. [23]

Tästä johtuen työssä investointikustannuksina käytettiin alan suurimpien laitetoimittajien  
antamia budjettihintoja laitteistoille ja niiden oheistarvikkeille. Oheistarvikkeita ovat

muun muassa akustojen telineet sekä varavoimakoneen syötönvaihto, esilämmitin ja lisäpolttoainetankki. Lisäksi investointikustannuksissa huomioitiin tarvittavien rakenteiden kuten akkuhuoneen kustannukset. Investointikustannuksia käytettiin myös varavoimavaihtoehdon uusimisen kustannuksena.

### 6.2.2 Kunnossapitokustannukset

Varavoiman kunnossapidon tavoitteena on saavuttaa vaadittu käyttövarmuus ja turvallisuus sekä kerätä tietoa muun muassa komponenttien iästä, kunnosta ja käyttöikäodotuksista. Kunnossapito mitoitetaan ottaen huomioon tavoiteltava käyttövarmuus sekä tavoiteltavat käyttöiät, valmistajien suositukset, viranomaismääräykset ja kokemukset. [7]

Varavoimalaitteiden huolto ja kunnossapito perustuu aikaperusteiseen kunnossapitoon (engl. TBM, Time Based Maintenance). [7] Kunnossapitokustannuksiksi on tässä työssä laskettu varavoimatyypistä riippuen mahdollisten vuosittaisten määräaikaishuoltojen sekä koekäyttöjen tuomat kustannukset. Työssä ei ole huomioitu asematarkastuksen yhteydessä tehtäviä silmämääräisiä määräaikaistarkastuksia tai akkuveden lisäämisiä, sillä niiden kustannusten erittely on mahdotonta ja ne ovat merkitykseltään vähäisiä.

### 6.2.3 Tarkasteluajanjakso ja pitoaika

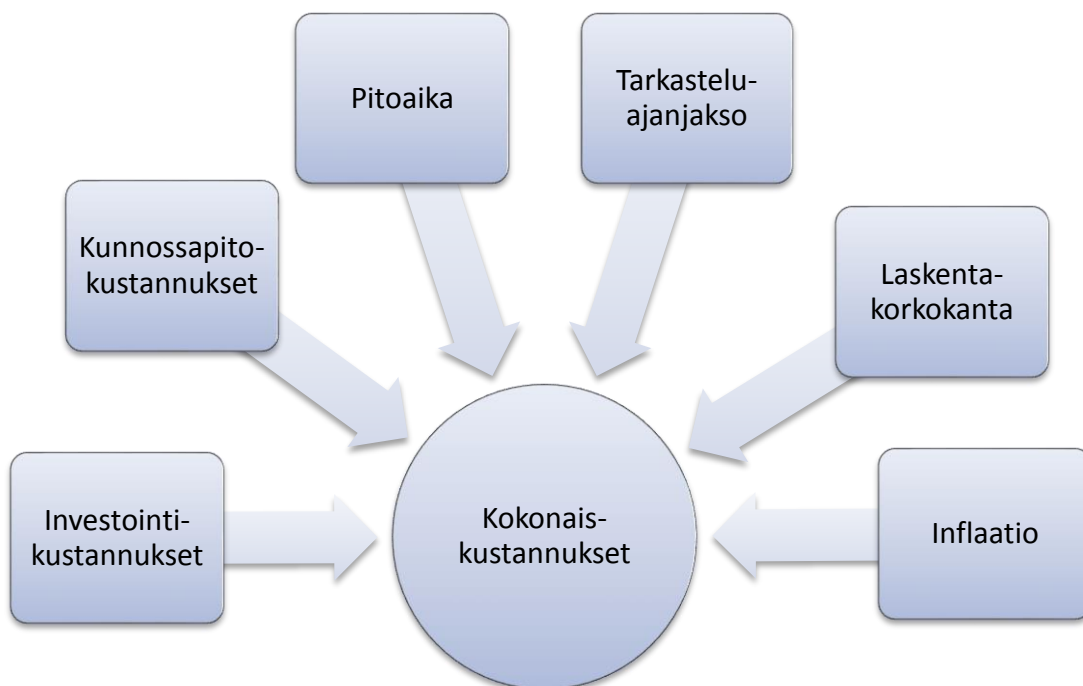
Asemarakennuksen ja siten myös akkuhuoneen laskennallinen elinikä on 80 vuotta. Rakennusten oletetaan siis kestävän kaksi sähköasemakokonaisuutta, joiden elinikänä voidaan pitää 40 vuotta kokonaisuutta kohden. [10] Koska varavoimavaihtoehtojen pitoajat vaihtelevat, on työssä järkevintä tarkastella kokonaiskustannuksia sähköasemakohtaisesti, eli 40 vuoden ajanjaksolla.

Pitoajalla eli investointiajanjaksolla tarkoitetaan investoinnin teknistä käyttöaikaa. Koneilla ja laitteistoilla pitoaika usein tarkoittaa fyysistä elinikää, eli aikaa jonka kone tai laite on käyttökelpoinen alkuperäisessä tarkoituksessaan. [49]

## 6.3 Herkkyysanalyysi

Tulevaisuuteen sisältyy usein epävarmuutta, joten myös investointien laskenta pohjautuu lähes aina epävarmoihin laskentatietoihin. Epävarmuutta voidaan kuitenkin analysoida herkkyysanalyysillä. Sen avulla nähdään, kuinka laskelmien tulos muuttuu, jos yhtä tai useampaa tekijää muutetaan. Toisin sanoen, kuinka herkkä kohde on jonkin kustannustekijän muutokselle. Analyysillä voidaan vertailla mitä kunkin vaihtoehdon kokonaistaloudellisuudelle tapahtuu, jos esimerkiksi investoinnin lähtökustannus poikkeaa  $\pm 15\%$  suunnitellusta tai jonkun vaihtoehdon pitoaika poikkeaa vuodella suuntaan tai toiseen. Muuttujina voidaan käyttää esimerkiksi laskentakorkokantaa, inflaatiota, akkuhuoneen rakennuskustannuksia tai määräaikaishuoltojen ja kapasiteettikokeiden kustannuksia. [49]

Kun herkkyysanalyysi tehdään usealle muuttujalle, saadaan selville muuttujat, joiden arviointivirheiden vaikutus kokonaiskustannukseen on voimakkain. Vastaavasti herkkyysanalyysillä saadaan selville tekijät, joilla ei olennaisesti ole vaikutusta investoinnin kokonaiskustannuksiin, tai vaikutus on vähäinen. Herkkyysanalyysillä selvitetään lopputulokseen eniten vaikuttavat tekijät. [49] Työn elinkaarikustannuslaskelmien tuloksiin vaikuttavat muuttujat on havainnollistettu kuvassa 9. Työssä tuloksiin vaikuttavia tekijöitä ovat investointi- ja kunnossapitokustannukset, varavoima vaihtoehdon pitoaika, kokonaistaloudellisen tarkastelun ajanjakso sekä käytettävä laskentakorkokanta ja inflaatio.



**Kuva 9** Työssä tehtävään kokonaistaloudelliseen vertailuun vaikuttavat muuttujat.

## 7. KUSTANNUSLAJIT

Työssä oletettiin, ettei suurempaa kantaverkon häiriötä tapahdu. Tällöin akustoja ja varavoimakoneita käytetään ainoastaan koekäyttöjen ja kapasiteettikokeiden aikana ja ne vaihdetaan ikäperusteisesti. Mikäli esimerkiksi akustoja jouduttaisiin häiriötilanteessa käyttämään tyhjiksi asti, olisi sen jälkeen syytä tutkia ovatko ne vielä käyttökelpoisia tarkoitukseensa.

Varavoimavaihtoehtojen taloudellisen vertailun tarkasteluajanjakso oli 40 vuotta, jonka oletetaan olevan yhden sähköasemakokonaisuuden elinikä. Lisäksi laskelmissa huomioitiin, että ajanjakson aikana käytetään ainoastaan yhtä varavoimavaihtoehtoa. Tällöin tapauksia ei sekoiteta keskenään käyttäen esimerkiksi ensimmäisten 30 vuoden ajan avoimia akustoja ja viimeisen 10 vuoden ajan suljettuja akustoja.

Työssä tutkimusaineistona käytettiin alan suurimpien laitetoimittajien antamia budjettihintoja akustojen ja diesel-varavoimakoneiden investointi- ja kunnossapitokustannuksille. Työssä hyödynnettiin myös Fingridin aiempia kunnossapitokustannuksia. Kustannusten vertailukohteena käytettiin avoimia lyijyakustoja, joita Fingrid käyttää tällä hetkellä apusähköjärjestelmän varmentamiseksi.

### 7.1 Avoimet ja suljetut lyijyakustot

Työssä vertailtiin 250–500 Ah:n akustoja, minkä sisällä myös Fingridin rakentamien uusien asemien akustojen tulevat olemaan. Vertailussa on kapasiteetin lisäksi myös huomioitava jännitetaso ja sen vaikutus akustojen sisältämään energiamäärään. 220 V:n akuston sisältämä energia on kaksinkertainen verrattuna saman kapasiteetin omaavan 110 V:n akuston sisältämään energiaan.

Työssä vertailtiin avoimia ja suljettuja putkilevyrakenteisia lyijyakkuja. Suurimmat akkutoimittajat ilmoittavat akkujen 10 tunnin purkausajan kapasiteetit, joita käytettiin myös tämän työn vertailussa. Saatua tuloksia voidaan soveltaa myös pienempiin akustoratkaisuihin sekä 12 tunnin purkausajoille.

#### 7.1.1 Investointikustannus

Akuston hinta saatiin kertomalla akun yksikkökohtainen hinta yksiköiden määrällä. Akuston hintaan lisättiin tarvittavat oheistarvikkeet, eli sopivat akkutelineet sekä mahdollinen vuotoallas. Koska akustot on kahdennettu, kerrottiin akuston hinta kahdella. Saatuaan arvoon lisättiin akustojen vaatiman pinta-alan kustannus. Akustojen investointikustannus  $C_i$  voidaan esittää kaavalla 7:

$$C_i = 2C_a + C_{ah} + C_{va} + C_{at}, \quad (7)$$

jossa  $C_a$  on yhden akuston hankintahinta,  $C_{ah}$  akkuhuoneen,  $C_{va}$  vuotoaltaan sekä  $C_{at}$  akkutelineen hinta. Suljetuilla akustoilla vuotoallasta ei kuitenkaan tarvita. Työssä oletettiin, että akuston uusimisen yhteydessä, akkuhuonetta, telineitä eikä vuotoallasta uusita, vaan ne ovat käyttökelpoisia myös myöhemmin hankittaville akustoille.

Vertailtavia akkuja on saatavilla erikokoisina yksikköinä. Yksittäiskennojen nimellisjännite on 2 V ja ryhmäakkujen 6 tai 12 V. Koska ainoastaan avoimia akkuja on saatavilla vajaakennoisina, otettiin vertailuun sellaiset kennomäärät, joilla vajaakennoisia akkuja ei tarvitse käyttää. Taulukossa 7 on esitelty vertailussa käytetyt yksikkömäärät. Jotta investointikustannuksista saatiin yksiköiden suhteen vertailukelpoiset, akustojen hinnat laskettiin 54 ja 108 yksittäiskennolla, 18:lla ja 36:lla 6 V:n ryhmäakulla sekä 9:llä ja 18:lla 12 V:n ryhmäakulla. Sekä avoimilla että suljetuilla akustoilla käytettiin samoja kennomääriä. Vaikka kyseiset kennomäärät eivät täytä Fingridin tämän hetkisiä spesifikaatioita, on niitä mahdollista käyttää kustannusten vertailuun.

**Taulukko 7.** Vertailussa käytetyt yksikkömäärät.

	Yksittäiskennot	6 V:n ryhmäakku	12 V:n ryhmäakku
<b>Kennoa/yksikkö</b>	1	3	6
<b>110 V:n yksikkömäärä</b>	54	18	9
<b>220 V:n yksikkömäärä</b>	108	36	18

Kuten aiemmin luvussa 5.1.1 mainittiin, ryhmäakkuja on saatavilla ainoastaan pienimmillä kapasiteeteilla. Ryhmäakuista voidaan kuitenkin koota rinnakkain asennuksella niiden kapasiteettien monikertoja ja saavuttaa lähes samat kokoluokat kuin yksittäiskennoilla. Esimerkiksi 300 Ah:n yksittäiskennoista koottu akusto voidaan korvata kytke-mällä kaksi 12 V:n 150 Ah:n ryhmäakustoa rinnan. Rinnakkain asennuksella saadaan akustoa samalla entistä redundanttisemmaksi. Redundanttisuus ei kuitenkaan ole rinnakkain asennuksen tavoite, sillä sähköaseman akustot on jo kahdennettu, eikä liialliseen varmuustason nostoon ole tarvetta [11].

Monikertojen kokoamiseen on taloudellisesti järkevintä käyttää suurimpia käytettävissä olevia yksiköitä kyseisen kapasiteetin saavuttamiseksi. Esimerkiksi 300 Ah:n saavuttamiseksi on kannattavinta asentaa kaksi 150 Ah:n akustoa rinnakkain. Vastaava lopputulos saavutettaisiin myös kolmella 100 Ah:n akustolla. Vertailu tehtiin käyttämällä taulukoissa 8 ja 9 esitettyjä akustoratkaisuja.



**Taulukko 8.** Työn kustannusvertailussa käytetyt avoimet akustoratkaisut.

Avoimet akustot		
Yksittäiskennot	6 V:n ryhmäakut	12 V:n ryhmäakut
5 OPzS 250	6V 5 OPzS 250	300 Ah (2x12V 3 OPzS 150)
6 OPzS 300	6V 6 OPzS 300	450 Ah (3x12V 3 OPzS 150)
5 OPzS 350	400 Ah (2x6V 4 OPzS 200)	
6 OPzS 420	500 Ah (2x6V 5 OPzS 250)	
7 OPzS 490		

**Taulukko 9.** Työn kustannusvertailussa käytetyt suljetut akustoratkaisut.

Suljetut akustot		
Yksittäiskennot	6 V:n ryhmäakut	12 V:n ryhmäakut
5 OPzV 250	6V 4 OPzV 200	300 Ah (2x12V 3 OPzV 150)
6 OPzV 300	400 Ah (2x6V 4 OPzV 200)	450 Ah (3x12V 3 OPzV 150)
5 OPzV 350		
6 OPzV 420		
7 OPzV 490		

Vertailussa huomioitiin myös eri yksiköiden nimelliskapasiteettien (engl. actual tapacity, nominal capacity) erot. Ryhmäakuilla nimelliskapasiteetit vastaavat aina myyntinimikkeitä valmistajasta riippumatta. Esimerkiksi 6V 4 OPzS 200 ryhmäakun nimelliskapasiteetti on jokaisella valmistajalla 200 Ah. Yksittäiskennoilla nimelliskapasiteetit kuitenkin eroavat nimikkeistä valmistajakohtaisesti. Lisäksi vastaavien avoimien ja suljettujen yksittäiskennojen nimelliskapasiteetit eroavat toisistaan. Esimerkiksi erään valmistajan 4 OPzS 200 avoimen yksittäiskennon nimelliskapasiteetti on 210 Ah ja 4 OPzV 200 suljetun yksittäiskennon kapasiteetti 224 Ah. Suljettujen yksittäiskennojen nimelliskapasiteetit ovat siis hieman avoimien kapasiteetteja suurempia. Syynä eroon ovat muun muassa hieman erilainen kennorakenne sekä akun sisäisten resistanssien ja elektrolyyttien määrien ero. [28; 35].

Eroista johtuen yksittäiskennon kustannukset eivät ole suoraan verrannollisia vastaavan myyntinimikkeen ryhmäakun kustannuksiin. Taulukossa 10 luetellaan erään akkuvalmistajan ilmoittamat 10 tunnin nimelliskapasiteetit, kun loppujännitteenä käytetään 1,80 V/kenno sekä lämpötilana 20 °C. Lisäksi taulukkoon on laskettu yksittäiskennojen oikaisukertoimet, jotka saadaan jakamalla nimikkeen mukainen kapasiteetti nimelliskapasiteetilla. Taulukosta nähdään, että etenkin suurimpien kapasiteettien suljettujen yksittäiskennojen nimikkeiden ja nimelliskapasiteettien erot ovat huomattavia. Laskelmissa kertoimia käytettiin oikaisemaan yksittäiskennojen kustannuksia, jotta niistä saadaan ryhmäakkujen kanssa vertailukelpoisia.

**Taulukko 10.** Avoimien ja suljettujen yksittäiskennojen nimelliskapasiteetit ja oikaisukertoimet [33].

Nimike	Tyyppi	Nimelliskapasiteetti C <sub>10</sub> (Ah)	Oikaisukerroin
5 OPzS 250	Avoim	260	0,962
5 OPzV 250	Suljettu	280	0,893
6 OPzS 300	Avoim	310	0,968
6 OPzV 300	Suljettu	337	0,890
5 OPzS 350	Avoim	380	0,921
5 OPzV 350	Suljettu	416	0,841
6 OPzS 420	Avoim	455	0,923
6 OPzV 420	Suljettu	499	0,842
7 OPzV 490	Avoim	530	0,925
7 OPzV 490	Suljettu	582	0,842

Avoimien akustojen telineet ovat rakenteeltaan yksikertaisemmat kuin suljettujen akkujen monikerroksiset telineet tai akkukaapit. Suljetut akustot kannattaa asentaa päällekkäin, jotta niiden viemä tila olisi mahdollisimman pieni. Kun akustoja asennetaan päällekkäin, tulee rakenteiden olla myös kestävämpiä, sillä painorasite kasvaa. Suljetut akut ovat myös hieman avoimia painavampia. Esimerkiksi avoimen ja suljetun 6 V:n ja 300 Ah:n ryhmäakun painoero on noin 2,4 kg, jolloin 108 kennoisella akustolla kokonaispainoero on noin 84 kg.

Kustannusvertailussa avoimilla akustoilla käytettiin kaksiporaisia yksikerrostelineitä ja suljetuilla akustoilla monikerrostelineitä. Monikerrostelineiden kerrosten lukumäärä arvioitiin akun korkeuden mukaan siten, että ylin akku on korkeimmillaan noin 180 cm korkeudella. Tällöin suljetut akustot sijoitettaisiin 3–4 kerrokseen ja huollot voitaisiin suorittaa ilman huoltotelineitä. Fingridillä suljetut akut voidaan sijoittaa esimerkiksi relehuoneeseen, jolloin niille ei tarvitse rakentaa erillistä akkuhuonetta. Relehuoneen korkeus on vähintään 340 cm, joten akustojen sijoittaminen noin 180 cm korkuiseen monikerrostelineeseen ei tuota ongelmia. [10; 11]

Työssä akustojen investointikustannukseen lisättiin myös akustoratkaisun viemä pinta-ala ja sen kustannus. Fingridillä käytössä olevat akkuhuoneet ovat tilanteesta riippuen noin 20–30 neliömetriä. Nykyisten sähköasemien akkuhuoneiden kokoa ei kuitenkaan voitu käyttää kustannusvertailussa, sillä akkuhuoneen todelliseen kokoon vaikuttavat akuston koon ja sijoittelun lisäksi monet asemarakennuksen suunnittelu- ja turvallisuustekijät. Esimerkiksi asemarakennuksen pohjan on oltava suorakulmion muotoinen, minkä saavuttamiseksi akkuhuone on voitu mitoittaa tarvettaan suuremmaksi. Lisäksi harjakattoisen asemarakennuksen harjan suuntainen pidentäminen on huomattavasti rakennuksen leventämistä edullisempaa. Tämän hetkisten akkuhuoneiden huoltokäytävät ovat myös useimmiten standardin määrittämää vähimmäisvaatimusta leveämpiä. [10; 53]

Työn vertailussa ei voida käyttää myöskään käytössä olevien suljettujen akustojen viemää tilaa, sillä Fingridillä käytetyt suljetut akustot ovat useimmiten erikoisimmissa kohteissa, kuten GIS-laitoksissa (engl. Gas Insulated Switchgear). GIS-laitosten asemarakennukset eroavat normaaleista, sillä laitteet sijoitetaan sisälle, sekä asemarakennus on yleensä kak-sikerroksinen. [53]

Tästä johtuen vertailu on tehtävä akkuhuoneen laskennallisilla pinta-aloilla. Laskennalli-seen kokoon vaikuttavat akustojen ja niiden telineiden sekä huoltokäytävän tarvitsemat pinta-alat. Akustojen tarvitsema pinta-ala vaihtelee sen mukaan, onko akusto koottu yk-sittäiskennoista vai ryhmäakuista. Yksittäiskennojen fyysiset koot kasvavat suurempiin kapasiteetteihin siirryttäessä eniten korkeussuunnassa, kun pituus- ja leveyssuunnan kasvu on vähäisempää. Vastaavasti kaikkien ryhmäakkujen korkeus on vakio ja niiden fyysinen koko kasvaa suurempiin kapasiteetteihin siirryttäessä ainoastaan pituus- ja le-veyssuunnassa. [28; 29]

Ryhmäakkujen pituus- ja leveyssuunnan eli pohjapinta-alan kasvu vaikuttaa kustannuk-siin erityisesti avoimilla akustoilla, koska ne sijoitetaan yhteen kerrokseen. Tällöin akus-ton yhteenlaskettu pohjapinta-ala määrää tarvittavan lattiapinta-alan. Mikäli avoin akusto kootaan useammasta rinnakkaisesta ryhmäakusta, kasvaa akuston tilantarve suoraan ver-rannollisesti akun kapasiteettiin nähden. Yksittäiskennoilla tilanne on hieman edulli-sempi, sillä korkeuden kasvu ei yksikerrostelineeseen asennettuna tuota ongelmia.

Laskennassa käytettiin akustojen viemänä lattiapinta-aloina taulukon 11 arvoja. Avoi-milla akustoilla pinta-ala koostui itse akustojen ja niiden telineiden viemästä pinta-alasta, standardien mukaisesta 80 senttimetrin huoltokäytävästä, sekä akkuhuoneen oven vaati-masta 1,5 metrin pituisesta ylimääräisestä tilasta. Suljettujen akustojen viemänä tilana käytettiin ainoastaan akkutelineen viemää lattiapinta-alaa. Pinta-alat on laskettu kahdelle akustolle.

**Taulukko 11.** Akustojen viemät laskennalliset pinta-alat.

Avoimet akustot			Suljetut akustot		
	110 V	220 V		110 V	220 V
<b>5 OPzS 250 LA</b>	6,0 m <sup>2</sup>	12,0 m <sup>2</sup>	<b>5 OPzV 250</b>	0,8 m <sup>2</sup>	1,5 m <sup>2</sup>
<b>6 OPzS 300 LA</b>	6,9 m <sup>2</sup>	13,8 m <sup>2</sup>	<b>6 OPzV 300</b>	0,9 m <sup>2</sup>	1,8 m <sup>2</sup>
<b>5 OPzS 350 LA</b>	6,0 m <sup>2</sup>	12,0 m <sup>2</sup>	<b>5 OPzV 350</b>	1,0 m <sup>2</sup>	2,0 m <sup>2</sup>
<b>6 OPzS 420 LA</b>	6,9 m <sup>2</sup>	13,8 m <sup>2</sup>	<b>6 OPzV 420</b>	1,2 m <sup>2</sup>	2,4 m <sup>2</sup>
<b>7 OPzS 490 LA</b>	7,8 m <sup>2</sup>	15,7 m <sup>2</sup>	<b>7 OPzV 490</b>	1,3 m <sup>2</sup>	2,7 m <sup>2</sup>
<b>6V 5 OPzS 250 LA</b>	7,6 m <sup>2</sup>	13,3 m <sup>2</sup>	-	-	-
<b>6V 6 OPzS 300 LA</b>	7,6 m <sup>2</sup>	13,3 m <sup>2</sup>	<b>6V 6 OPzV 300</b>	0,8 m <sup>2</sup>	1,5 m <sup>2</sup>
<b>6V 400 Ah (2x200)</b>	10,1 m <sup>2</sup>	18,3 m <sup>2</sup>	<b>6V 400 Ah (2x200)</b>	2,3 m <sup>2</sup>	4,2 m <sup>2</sup>
<b>6V 500 Ah (2x250)</b>	13,3 m <sup>2</sup>	24,7 m <sup>2</sup>	-	-	-
<b>12V 300 Ah (2x150)</b>	7,9 m <sup>2</sup>	13,3 m <sup>2</sup>	<b>12V 300 Ah (2x150)</b>	1,9 m <sup>2</sup>	3,2 m <sup>2</sup>
<b>12V 450 Ah (3x150)</b>	10,9 m <sup>2</sup>	19,0 m <sup>2</sup>	<b>12V 450 Ah (3x150)</b>	2,9 m <sup>2</sup>	4,9 m <sup>2</sup>

Akkuhuone on osa asemarakennuksen investointiprojektia, joten sen tarkkaa hintaa on mahdotonta selvittää, sillä eri huonekohtaisia kustannuksia ei ole eritelty. Akustojen viemän tilan arviona voidaan kuitenkin käyttää tämän hetkisten asemarakennusten jälleenhankinta-arvon neliökohtaista keskiarvoa. Sekä avoimien että suljettujen akustojen viemän tilan kustannuksena käytettiin samaa jälleenhankinta-arvoa. On kuitenkin huomiotava, että kustannus voi vaihdella huomattavasti esimerkiksi projektin koon ja aseman sijainnin mukaan. [54]

### 7.1.2 Kunnossapitokustannukset

Akustojen kuntoa on seurattava kunnossapitosuunnitelman mukaisilla mittauksilla ja kokeilla. Käytetyimpiä kunnossapitotoimenpiteitä ovat jännite-, ominaispaino- ja konduktanssimittaus sekä kapasiteettikoe. Akustojen kunnossapitokustannukset vaihtelevat kuitenkin akkutyypeittäin. [10]

Avoimilla akuilla happopinnan silmämääräinen tarkastus on mahdollista, sillä ne ovat läpinäkyvässä kotelossa. Mikäli happopinta laskee liian alas, on akkuvettä lisättävä. Jos akkuvettä joudutaan lisäämään usein, voidaan akun olettaa huomattavasti heikentyneen. Tiheäksi muuttunutta vesitysväliä voidaan myös käyttää akuston vaihtokriteerinä. [34; 35]

Suljettujen akkujen kunnan seuraaminen on hankalampaa. Jännite- ja konduktanssi mitaus ovat enemmän suuntaa antavia, eikä niiden perusteella voi tehdä lopullista arvioita akuston kunnosta. Esimerkiksi akun kuivuminen ei vaikuta akun jännitteeseen. Kuivuneen suljetun akun kunnan romahtaminen voi akun eliniän loppupäässä olla erittäin nopeaa. Ainoastaan kapasiteettikokeella voidaan selvittää akuston kunto tarkasti. [35]

Akustojen kuntoa voidaan seurata tarkimmin purkaus- eli kapasiteettikokeilla, joita voidaan verrata varavoimakoneiden koekäyttöihin. Kapasiteettikokeessa täyttä akustoa puretaan valmistajan ilmoittamalla vakiopurkausvirralla määrätyin väliajoin. Kokeessa akuston purkamiseen käytetään erillistä kuormitusvastusta. Mikäli akusto ei kapasiteettikokeiden tuloksien perusteella täytä vaatimuksia, voidaan vioittuneet yksiköt uusia. [10]

Ennen koetta avoimien akustojen akkunestepinnat tarkistetaan, jotta varmistutaan siitä, ettei yhdenkään akuston kennon elektrolyytin taso ole laskenut sallitun rajan alapuolelle. Kapasiteettikokeen suorittaminen voi olla vaarallista, mikäli elektrodilevyt eivät ole kokonaan elektrolyytissä. Samalla tarkastetaan akkuhuoneen lämpötila sekä mitataan muutamien merkityn yksikön elektrolyytin tiheys omaispainomittarilla, jotta varmistutaan siitä, että akku on täyteen varattu. Avoimilta akuilta mitataan myös elektrolyytin lämpötila ja suljetuilta vastaavasti pintalämpötila. Myös kaikkien akkujen kenno- ja napajännitteet mitataan ennen kokeen alkamista, sekä kokeen aikana, kun akun purkaus on edennyt 20, 40 sekä 50 %:iin. Suljettujen ryhmäakkujen kennojännitteitä ei luonnollisesti voida mitata, sillä kotelo on suljettu. Tällöin mitataan ainoastaan ryhmäakkujen napajännitteet.

Kun edellä mainitut mittaukset on tehty, akusto irrotetaan muusta tasasähköjärjestelmästä ja tasasähkökuormat siirretään kokeen ajaksi toisen akuston syötettäväksi. [10; 11]

Fingridillä kapasiteettikokeissa pyritään käyttämään valmistajan ilmoittamaa kolmen tunnin purkausvirtaa. Poikkeustapauksissa akuston kolmen tunnin purkausvirta voi kuitenkin olla liian suuri purkausliittimille tai -laitteistoille, jolloin kapasiteettikoe on suoritettava viiden tai kymmenen tunnin purkausvirralla. Kokemuksien perusteella akuissa esiintyvät viat tulevat esille jo kapasiteettikokeen varhaisessa vaiheessa. Tästä johtuen akustoille tehdään ainoastaan 50 % purkaukset, jottei akusto vaurioituisi liian syvästä purkauksesta. Lisäksi tällä säästetään huomattavasti kapasiteettikokeen viemää aikaa, sillä kolmen tunnin purkausvirralla 50 % purkaukseen kesto on ainoastaan 1,5 tuntia. Tuloksien avulla arvioidaan akuston kunto sekä mahdolliset jatkotoimenpiteet. [10; 11]

Laskelmissa avoimien akustojen kapasiteettikokeet tehtiin 3, 8, 11 ja 13 vuoden kuluttua akuston käyttöönotosta. Vastaavasti suljetuilla akustoilla kokeet tehtiin 3 ja 6 vuoden kuluttua käyttöönotosta. [10]

Vertailussa käytettiin akustojen kapasiteettikokeiden keskimääräistä kustannusta. Kustannuksissa huomioitiin myös matkasta johtuvat kulut kuten kilometrikorvaukset sekä matkustustuntiveloitukset. Kulut laskettiin keskimääräisellä palvelutoimittajien toimitus- ja sähköasemien välisellä etäisyydellä. On kuitenkin huomattava, että käytetyt kustannukset ovat ainoastaan keskiarvoja. Todelliset kustannukset voivat erota huomattavasti keskiarvoista, sillä matka-ajat voivat vaihdella huomattavasti aseman sijainnista riippuen. [12]

### 7.1.3 Muut kustannukset

Kaasuuntumisjännite on jännitetaso, jonka ylittäessä lyijyakuista alkaa kehittyä vedenhajoamisreaktion seurauksena vety- ja happikaasua [36]. Vetykaasu muuttuu räjähdysherkäksi, kun sen pitoisuus ilmatilassa ylittää 4 %. Etenkin avoimilla lyijyakuilla vetykaasun tuotto on huomattavaa, joten akkuhuoneeseen on toteutettava standardin SFS-EN 50272-2 mukainen ilmanvaihto. Kaasun kehitys on voimakkainta varauksen loppuvaiheessa, kun varausjännite ylittää akun 2,4 V:n kaasuuntumisjännitteen. [13; 36] Fingridin akkuhuoneissa vety poistetaan koneellisella ilmanvaihdolla. [10]

Akkuhuoneen standardin mukainen pienin mahdollinen tuuletusilmavirtaus  $Q$  lasketaan kaavalla 8:

$$Q = 0,05 \times n I_{\text{gas}} C_{\text{rt}} * 10^{-3}, \quad (8)$$

jossa  $n$  on akuston kennojen määrä,  $I_{\text{gas}}$  kaasua tuottava virta nimelliskapasiteettia kohti kestovarausvirralla tai pikavarausvirralla sekä  $C_{\text{rt}}$  kapasiteetti  $C_{10}$  lyijyakulle 20 °C läm-

pötilassa ja 1,80 V:n loppujännitteellä.  $I_{\text{gas}}$  on tyypillisesti kestovarauksessa avoimille lyijyakustoille 5 mA/Ah ja suljetuille 1 mA/Ah ja pikavarauksessa avoimille 20 mA/Ah ja suljetuille 8 mA/Ah. Akkuhuoneen koko ei vaikuta tuuletuksen määrään. [13]

Poistoilma sisältää vetykaasua, joten lämmöntalteenottoa ja uudelleen kierrättämistä ei voida käyttää. [11] Tällöin syntyy ylimääräisiä kustannuksia, kun jo lämmitettyä sisäilmaa puhalletaan ulos, ja uutta korvaavaa ilmaa lämmitetään.

Vaaditut tuuletusilmavirtaukset sekä vastaavan ilman lämmityksen viemät kustannukset on esitetty taulukossa 12. Taulukkoon on laskettu tilanteet molemmilla akkutyypeillä kesto- ja pikavarauksella kun käytetään kahta 350 Ah:n 108 kennoista lyijyakustoa. Ilman tiheytenä on käytetty  $1,293 \text{ kg/m}^3$ . Kyseinen ilman tiheys vastaa NTP-olosuhteita (engl. Normal Temperature and Pressure), eli  $0 \text{ }^\circ\text{C}$  lämpötilaa sekä  $1\,013 \text{ hPa}$  painetta. Ilman ominaislämpökapasiteetti on  $1,01 \text{ kJ/(kg}\cdot\text{k)}$ . Energiämäärältään  $3\,600 \text{ kJ}$  vastaa  $1 \text{ kWh}$ :a. [55] Akkuhuoneen lämpötilana on käytetty  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  ja ulkolämpötiloina ilmatieteenlaitoksen Tampereen vuosien 1981–2010 keskilämpötiloja. Syyskuukausille keskilämpötila on  $5,2 \text{ }^\circ\text{C}$ , talvikuukausille  $-5,6 \text{ }^\circ\text{C}$ , kevätkuukausille  $3,7 \text{ }^\circ\text{C}$  ja kesäkuukausille  $15,8 \text{ }^\circ\text{C}$ . [56] Sähkön hintana on käytetty Fingridin häviösähkön hankinnan keskihintaa, joka vuodelle 2015 oli  $48,22 \text{ e/MWh}$ . [16]

**Taulukko 12.** Standardin mukaiset tuuletusilmavirrat ja niiden kustannukset.

	Avoimet akustot		Suljetut akustot	
	Kestovaraus	Pikavaraus	Kestovaraus	Pikavaraus
<b>Tuuletusilmavirta</b> (ilman tiheys $1,293 \text{ kg/m}^3$ )	18,90 $\text{m}^3/\text{h}$ 24,44 $\text{kg/h}$	75,60 $\text{m}^3/\text{h}$ 97,75 $\text{kg/h}$	3,78 $\text{m}^3/\text{h}$ 4,89 $\text{kg/h}$	30,24 $\text{m}^3/\text{h}$ 39,10 $\text{kg/h}$
<b>Ilman lämmitysenergia</b> (om.lämpökap. $1,01 \text{ kJ/(kg}\cdot\text{k)}$ )	24,7 $\text{kJ/(K}\cdot\text{h)}$	98,7 $\text{kJ/(K}\cdot\text{h)}$	4,9 $\text{kJ/(K}\cdot\text{h)}$	39,5 $\text{kJ/(K}\cdot\text{h)}$
<b>Syyskuukaudet (3kk)</b> keskilämpötila on $5,2 \text{ }^\circ\text{C}$	365 $\text{kJ/h}$ 101 W 219 kWh	1461 $\text{kJ/h}$ 406 W 877 kWh	73 $\text{kJ/h}$ 20 W 44 kWh	584 $\text{kJ/h}$ 162 W 351 kWh
<b>Talvikuukaudet (3kk)</b> keskilämpötila on $-5,6 \text{ }^\circ\text{C}$	632 $\text{kJ/h}$ 176 W 379 kWh	2527 $\text{kJ/h}$ 702 W 1516 kWh	126 $\text{kJ/h}$ 35,1 W 76 kWh	1011 $\text{kJ/h}$ 281 W 607 kWh
<b>Kevätkuukaudet (3kk)</b> keskilämpötila on $3,7 \text{ }^\circ\text{C}$	405 $\text{kJ/h}$ 112 W 243 kWh	1619 $\text{kJ/h}$ 450 W 971 kWh	81 $\text{kJ/h}$ 22 W 49 kWh	648 $\text{kJ/h}$ 180 W 389 kWh
<b>Kesäkuukaudet (3kk)</b> keskilämpötila on $15,8 \text{ }^\circ\text{C}$	104 $\text{kJ/h}$ 29 W 62 kWh	415 $\text{kJ/h}$ 115 W 249 kWh	20,73 $\text{kJ/h}$ 6 W 12 kWh	166 $\text{kJ/h}$ 46 W 389 kWh
<b>Yhteensä kWh vuodessa</b>	903 kWh	3613 kWh	181 kWh	1445 kWh
<b>Yhteensä euroina vuodessa</b>	43,56 e	174,24 e	8,71 e	69,70 e

Mikäli halutaan laskea kuinka paljon enemmän ilmanvaihtoa avoimet akustot tarvitsevat suljettuihin verrattuna, voidaan laskea avoimien ja suljettujen akustojen tuuletusilmavirtausten kustannusten ero. On kuitenkin huomattava, että pikavarausta käytetään ainoastaan akuston varaamiseen kapasiteettikokeiden jälkeen, joten akustot ovat suurimman osan ajasta kestovarauksessa. Kestovarauksella edellä mainitusta avoimesta akustosta tulee kustannuksia noin 35 euroa vuodessa vastaavaa suljettua akustoa enemmän.

#### 7.1.4 Pitoaika

Fingrid uusii akustonsa ikäperusteisesti, mikäli niiden kapasiteettikokeissa ei tule aiemmin uusimistarvetta ilmi. Tällä hetkellä avoimet akustot uusitaan 15 vuoden ja suljetut akustot 10 vuoden kuluttua käyttöönotosta. [10] Tällöin 40 vuoden ajanjaksona avoimet akustot uusitaan kahdesti, 15. sekä 30. vuotena, jolloin viimeisen akuston elinkaareksi jää 10 vuotta. Tämä jättää laskelmissa avoimille akustoille viiden vuoden varmuusvaran, jolla voidaan turvata tilanne mikäli aikaisemmat akustot vikaantuvat ennen aikojaan. Vastaavasti suljetut akustot uusitaan yhden sähköasemakokonaisuuden aikana kolmesti, 10., 20. sekä 30. vuotena. Tässä tilanteessa varmuusvaraa eliniän suhteen ei jää, vaan minkä tahansa akuston ennen aikaisessa vikaantumisessa joudutaan hankkimaan ylimääräinen akusto.

Eurooppalainen akkuvalmistajien järjestö EUROBAT on luokitellut erityyppisten akustojen teoreettisen eliniän (engl. design life, expected life). Kyseinen luokitus on kuitenkin ainoastaan teoreettinen elinikä, jonka aikana akun kapasiteetin oletetaan tippuvan 80 %:iin. Esimerkiksi Long Life -luokituksen saaneiden akkujen eliniäksi annetaan EUROBAT-luokituksen mukaan yli 12 vuotta. Näitä akkuja käytetään sovelluksissa, joissa vaaditaan pisin elinikä ja korkein luotettavuus. Akun todellinen käyttöikä (engl. service life) riippuu olennaisesti muun muassa ympäristön olosuhteista, purkauksien määrästä ja syvyydestä sekä akun muista käyttötavoista. [37]

Taulukossa 13 on esitetty työn vertailussa käytettävien akkutyypin valmistajan ilmoittamat teoreettiset eliniät. Teoreettisen eliniän avulla voidaan kuitenkin vertailla erityyppisten akustojen elinikää toisiinsa ja verrata niitä tämän hetkiseen käyttöikään. [28; 29]

**Taulukko 13.** Vertailussa käytettävien akkutyypin valmistajan ilmoittamat teoreettiset eliniät [28; 29].

Akku tyyppi	Teoreettinen elinikä
OPzS-yksittäiskennot ja ryhmäakut	20 vuotta
OPzV-yksittäiskennot	20 vuotta
OPzV-ryhmäakut	15 vuotta

Valmistajan datalehden mukaan kyseisien putkilevyrakenteisten avoimien akkujen teoreettiset eliniät ovat suunnilleen samat yksikön koosta huolimatta. [28; 29] Avoimien ryhmäakkujen teoreettinen elinikä on kuitenkin hieman vastaavaa suljettua akkua pidempi. Tämä voi johtua siitä, että avoimen akun elinikä ei ole yhtä lämpötilariippuvainen kuin suljetun akun elinikä, sillä niihin voidaan lisätä akkuvettä, jolloin kuivumista voidaan helpommin estää. [35]

Valmistajan mukaan suljettujen yksittäiskennojen ilmoittama teoreettinen elinikä on lähes sama kuin avoimilla akustoilla. Valmistajan mukaan suljettujen ryhmäakkujen elinikä jää kuitenkin huomattavasti yksittäiskennoja lyhemmäksi. [28; 29] Tämä voi johtua siitä, että suljetut yksittäiskennot valmistetaan eri tehtailla, joilla voi olla erilaiset käytännöt eliniän arvioimisen suhteen. [31] Suljetuilla akuilla veden lisäys ei ole mahdollista, jolloin akuston kuivumista ei voida estää. Kuivuminen voi heikentää elinkaarensa loppupuolella olevan akun toimintakykyä erittäin nopeasti. [35]

Koska valmistajan ilmoittamien tietojen mukaan suljettujen yksittäiskennojen teoreettinen elinikä vastaa avoimien akkujen elinikää, voidaan olettaa, että myös todelliset eliniät vastaavat toisiaan. [28; 29] Tästä johtuen suljettujen yksittäiskennojen pitoajan laajentaminen 15 vuoteen on syytä ottaa mukaan työn kustannusvertailuun. Toimenpiteellä voidaan välttyä yhdeltä akustojen uusimiselta ja siten säästää kustannuksissa. Tällöin tilanne vastaisia tämän hetkisten avoimien akustojen tilannetta ja 40 vuoden ajanjaksolla suljettu yksittäiskennoista kootut akustot uusittaisiin ainoastaan kahdesti, 15. ja 30. vuotena.

## 7.2 Varavoimakone

Polttomoottorikäyttöisen varavoimakoneen on kyettävä syöttämään apusähköjärjestelmän häiriötilan kuormitus sekä lataamaan sen yhteyteen asennettuja akustoja, joilla turvataan sähkönsaanti muun muassa koneen käynnistymisen aikana. Luvussa 3.3 esitettyjen esimerkksisähköasemien häiriötilan kuormitus on noin 1,5–5 kW. Varavoimakone täytyy lisäksi mitoittaa siten, että se kykenee syöttämään molempien tasasuuntaajien tarvitseman tehon. Kone on kuitenkin syytä mitoittaa tarvettaan suuremmaksi, koska varavoimatilanteessa konetta ei aina ole mahdollista kuormittaa porrasmaisesti, vaan kaikki kuormat kytketään yhtenä askelmaisena kuormana käyttöön. Mikäli varavoimakoneella pyritään yli 24 tunnin varakäyntiaikaan, on syytä miettiä myös ei-kriittisten vaihtosähkökuormien syöttöä.

Pienimmän saatavilla olevan kiinteän diesel-varavoimakoneen teho oli 6,8 kVA:ta, joten työssä vertailtiin 6,8–45 kVA:n diesel-varavoimakoneita. Varavoimakoneen pätöteho ilmoitetaan tehokertoimella  $\cos\varphi$ , joka on 0,8 [30].



### 7.2.1 Investointikustannukset

Vertailussa käytetyt varavoimakoneet ovat säänkestävässä ja äänieristetyssä kotelossa, joten niille ei tarvita erillistä suojarakennusta. Koneen vakiotoimitus sisältää äänieristettyyn koteloon sijoitetun koneen lisäksi useimmiten käynnistysakuston, akkulaturin, polttoainekäyttöisen esilämmittimen, polttoainesäiliön noin kahdeksan tunnin käytölle sekä vuotoaltaan mahdollisille polttoaine- ja öljyvuodoille. 24 tunnin varakäyntiajan saavuttamiseksi työssä huomioitiin myös vaadittavan lisäpolttoainetankin kustannus. Lisäksi investointikustannukseen laskettiin varavoimakoneen kytkentään vaadittava oma syötönvaihtoautomaatiikka, jolla estetään sähkönsyöttö verkkoon.

Diesel-varavoimakoneen investointikustannus  $C_i$  voidaan esittää kaavalla 9:

$$C_i = C_d + C_{lt} + C_{sv} + C_p, \quad (9)$$

jossa  $C_d$  on diesel-varavoimakoneen hankintahinta,  $C_{lt}$  lisätankin,  $C_{sv}$  syötönvaihdon ja  $C_p$  perustusten hinta. Työssä oletettiin, että varavoimakoneen uusimisen yhteydessä lisätankkia, syötönvaihtoa tai perustuksia tarvitse uusia, vaan ne ovat käyttökelpoisia myös myöhemmin hankittavalle koneelle. Koneiden polttoainesäiliöt sisältävät vuotoaltaan mahdollisille polttoaine- ja öljyvuodoille [57].

Perustuksena käytetään varavoimakoneen alle rakennettavaa betonilaattaa, jolla konetta säilytetään. Betonilaatta sijoitetaan valvomon viereen siten, että konetta on helppo siirrellä esimerkiksi kuorma-autolla. Sen on hyvä olla joka suuntaan vähintään metrin itse konetta suurempi. Perustusten hinta-arviona käytettiin arviota noin 4–6 neliömetrin kokoiselle perustukselle. Arvio ei ole absoluuttinen, eikä lineaarinen esimerkiksi pinta-alan suhteen, sillä betonilaatan neliöhinta pienenee laatan suuretessa. [14; 54]

### 7.2.2 Kunnossapitokustannukset

Diesel-varavoimakoneiden kunnossapitokustannukset koostuvat koneen koekäyttöistä sekä määräaikaishuolloista. Molemmat ovat valmistajien vaatimia toimenpiteitä, jotta haluttu käyttövarmuus säilytetään. Laitteen ohjeistuksen mukaisen vuosihuollon suorittaa laitetoimittaja tai vastaava kunnossapitotoimija. [30]

Diesel-varavoimakoneen suositeltu koekäyttöväli on 1–4 viikkoa, riippuen käyttövarmuusvaatimuksesta. [30] Kokemuksien ja käytännön syiden perusteella Fingridin varavoimakoneiden koekäyttöväli on 1–2 kuukautta, jolloin vuodessa koekäyttöjä on 6–12 kertaa. [11] Ennen koekäyttöä on tarkistettava moottoriöljyn ja jäähdytysnesteen määrät sekä koneen ilmanottoaukot, liitännät ja apulaitteet. Konetta on tarkoitus pitää käynnissä jonkin aikaa normaalissa käyntilämpötilassa. Tästä johtuen koekäytön tulisi olla vähintään 30–45 minuuttia, sillä koneen moottoriöljyn lämpeneminen vaatii noin 10–15 minuutin käyntiajan. Ajat vaihtelevat koneen tyypistä ja mallista riippuen. [10] Koekäyttöjä

ei luonnollisesti tarvitse suorittaa, mikäli koneita on käytetty esimerkiksi sähkökatkon aikana. [14]

Varavoimakoneen koekäyttö tulisi suorittaa siten, että koneen kuormitus vastaisi mahdollisimman hyvin varavoimatilannetta. [30] Fingridillä koekäytöissä pyritään vähintään 30 %:iin nimelliskuormasta. Varavoimakoneen pitkäaikainen käyttö vähäisellä kuormalla tai ilman kuormaa ei ole koneelle suotavaa, sillä se voi vaurioittaa konetta. [10; 30] Koekäyttöjä on mahdollista suorittaa myös kauko-ohjatusti tai automaattisesti vaadituin väliajoin, jolloin työvoimaa ei koekäytölle tarvita. Tällöin kuorman lisääminen koekäyttötilanteessa on kuitenkin haasteellisempaa. [14]

Vastaavasti diesel-varavoimakoneiden määräaikaisten huoltojen eli vuosihuoltojen suositeltu huoltoväli on usein 200–500 tuntia tai vastaavasti 12–24 kuukautta riippuen siitä kumpi täyttyy ensin. [43; 44; 58] Fingridin varavoimakoneiden käyttötunteja kertyy vähän, joten vuosihuolto suoritetaan 12 kuukauden välien. [10] Varavoimakoneiden määräaikaishuoltoihin kuuluvat muun muassa öljynvaihto sekä polttoaineen-, öljyn- ja ilman-suodattimien vaihdot. Lisäksi huoltoon kuuluu jäähdytys-, polttoaine- sekä automaatiojärjestelmien toiminnan tarkastus. Huollon yhteydessä varavoimakone koekäytetään sekä käynnistysakkujen toiminta varmistetaan kapasiteettikokeella. [10]

Akustojen tapaan myös varavoimakoneen koekäyttöjen sekä määräaikaishuoltojen kustannuksina käytettiin keskimääräisiä huoltokustannuksia huomioiden myös työvoima- ja matkakustannukset. Todellisuudessa varavoimakoneen huollon kustannukset kuitenkin kasvavat kun koneen antama teho kasvaa, sillä isommilla koneilla on suurempi öljymäärä sekä kalliimmat varaosat. [43] Laskelmissa oletettiin että koekäytöt kestävät yhden tunnin ja ne suoritetaan paikan päällä.

### 7.2.3 Muut kustannukset

Muita kustannuksia varavoimakoneilla ovat muun muassa käynnistysakuston uusiminen ja koekäyttöjen polttoainekustannukset. Käynnistysakustolle vaaditaan yleensä vähintään 5 vuoden elinikäennustetta [30]. Polttoaineenkulutus vaihtelee varavoimakoneen mallista ja koosta sekä käytetystä kuormasta riippuen. Esimerkiksi erään 20 kVA:n varavoimakoneen dieselin kulutus 100 % kuormalla on 6,2 litraa, 75 %:in kuormalla 4,7 litraa sekä 50 % kuormalla 3,4 litraa tunnissa. Mikäli kyseistä konetta koekäytetään tunnin ajan kuukausittain 100 % kuormalla, saadaan vuosikulutukseksi 74,40 litraa. [59]

### 7.2.4 Pitoaika

Diesel varavoimakoneiden elinikää on hankala arvioida, sillä se riippuu huomattavasti koneen käyttötarpeesta sekä koneen laadusta. Koska koneille ei useimmiten kerry paljoa käyttötunteja, vaihdetaan varavoimakoneet usein aikaperusteisesti koneen iän mukaan. [57]

Toimittajien kokemusten mukaan laadultaan heikoimmat mallit saattavat olla elinikänsä lopussa jo 20 vuoden kuluttua käyttöönotosta. Vastaavasti laadukkaimmat voivat toimia moitteitta vielä 40 vuoden jälkeen, mikäli ne on huollettu ja koeajettu säännöllisesti. [43; 58] Varavoimakäytössä olevasta koneesta useimmiten ohjausjärjestelmän komponentit tulevat ensimmäisenä elinikänsä päähän. Kuitenkin myös muut kuluvat komponentit on useimmiten vaihdettava 15–25 vuoden kuluttua käyttöönotosta. [44]

Fingridillä ei ole sisäistä ohjeistusta varavoimakoneiden ikäperusteiselle uusimiselle, sillä käytössä olevat varavoimakoneet ovat vasta elinkaarensa alussa. Laskelmissa käytettiin asiantuntijoiden neuvojen mukaan diesel-varavoimakoneiden pitoaikana 20 vuotta.

## 8. TALOUDELLISEN VERTAILUN TULOKSET

Tässä luvussa esitellään työn taloudellisen vertailun tulokset. Vertailussa olivat mukana avoimet ja suljetut putkilevyrakenteiset lyijyakustot sekä varavoimakoneellinen ratkaisu, joka sisälsi varavoimakoneen sekä pienen lyijyakuston. Kaikissa tuloksissa esitetyissä kuvissa käytetään samaa hintasuhdetta, jotta ne ovat keskenään vertailukelpoisia. Taloudellisessa vertailussa vaihtoehdoille laskettiin 40 vuoden kokonaiskustannusten nettonykyarvot.

### 8.1 Avoimet ja suljetut lyijyakustot

Kun verrattiin avoimien ja suljettujen akkujen hankintahintoja toisiinsa selvisi, että suljetut akut ovat hankintahinnaltaan pääsääntöisesti avoimia kalliimpia. Suljetut yksittäiskennot olivat noin 2–11 % ja ryhmäakut noin 2–8 % avoimia kalliimpia. Suhteet vaihtelivat kapasiteetista riippuen. Pienimmät prosentuaaliset hintaerot olivat suurimmissa 12 V:n ryhmäakuissa.

Taulukossa 14 esitetään 300 Ah:n akkujen hankintahintojen suhteet. Vertailussa käytettiin 300 Ah:n kapasiteettia, koska sitä oli kaupallisesti saatavilla jokaisella yksikkökoolla. Hankintahintojen vertailukohtana käytettiin Fingridillä käytetyimpiä avoimia 6 V:n ryhmäakustoja, joiden hintasuhteeksi asetettiin 100. Yksittäiskennokustojen nimelliskapasiteetit vaihtelivat akkutyypeittäin, joten niiden hankintahinnat oikaistiin vastaamaan 300 Ah:n nimelliskapasiteettia luvun 7.1.1 taulukossa 10 esitetyillä oikaisukertoimilla. Taulukon hinnoissa ei huomioitu telineiden, akustojen viemän tilan tai kunnossapidon kustannuksia, vaan ainoastaan itse akkujen hankintahinnat. Hankintahintojen suhteet ovat samat riippumatta akuston jännitetasosta tai kennomäärästä.

**Taulukko 14.** 300 Ah:n akkujen hankintahintasuhteet.

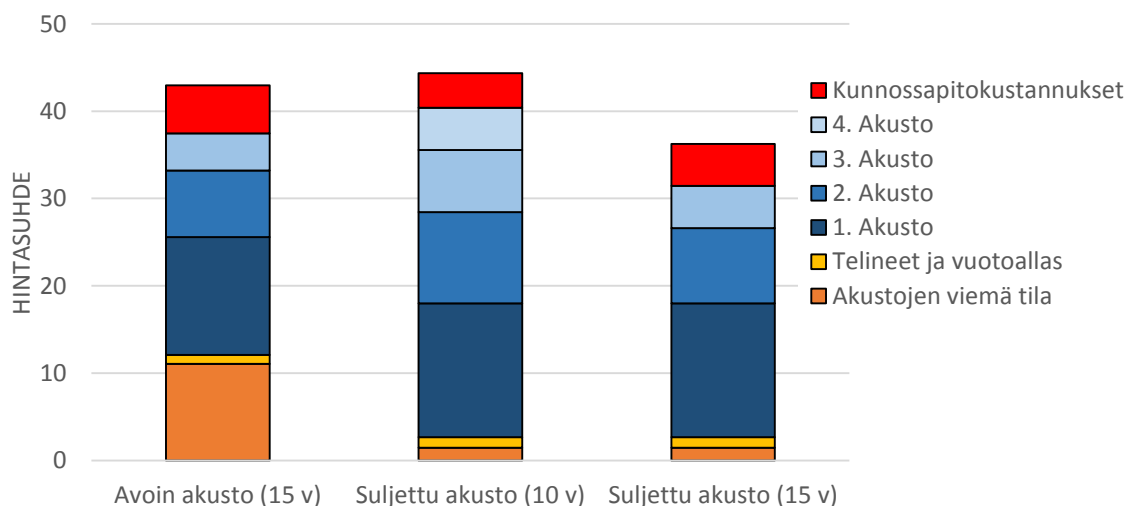
Tyyppi	Yksikkö	Hintasuhte
Avoim	Yksittäiskenno	<b>137</b>
Suljettu	Yksittäiskenno	<b>143</b>
Avoim	6 V:n ryhmäakku	<b>100</b>
Suljettu	6 V:n ryhmäakku	<b>108</b>
Avoim	12 V:n ryhmäakku	<b>108</b>
Suljettu	12 V:n ryhmäakku	<b>109</b>

Taulukosta nähdään, että nykyisin käytössä olevien 6 V:n avoimien ryhmäakustojen hankintahinnat olivat matalimmat. Muiden ryhmäakkujen hankintahintojen erot olivat vähäiset. 6 V:n suljettujen ryhmäakustojen sekä 12 V:n avoimien ryhmäakustojen hankintahinnat olivat 8 % vertailukohtaa korkeammat. Vastaavasti yksittäiskennojen oikaistut hankintahinnat olivat 37–43 % ryhmäakkujen hankintahintoja korkeampia.

Taloudellista vertailua ei kuitenkaan voida tehdä pelkästään hankintahinnoilla, vaan on selvitettävä vaihtoehtojen kokonaiskustannukset. Kuvissa 10 ja 11 havainnollistetaan 300 Ah:n kapasiteetin yksittäiskennoakustojen kokonaiskustannusten kustannuslajit ennen veroja 110 ja 220 V järjestelmissä. Diskonttokorkona käytettiin 6 % ja inflaationa 2 %. Ensimmäisen vuoden investoinnit tehtiin tämän hetkisillä budjettihinnoilla, joten niitä ei diskontattu tai inflatoitu.

Kuvista nähdään, että suljetut akustot 10 vuoden pitoajalla uusitaan 40 vuoden aikana neljästi, ja muut vertailun akustot ainoastaan kolmesti, kuten aiemmin luvussa 7.1.4 mainittiin. Lisäksi kuvista nähdään diskonttokoron vaikutus tulevaisuudessa tehtävien akustojen uusimisen kustannusten nettonykyarvoihin. Mitä kauemmaksi tulevaisuuteen kustannus sijoittuu, sitä vähemmän sillä on arvoa nykyhetkellä.

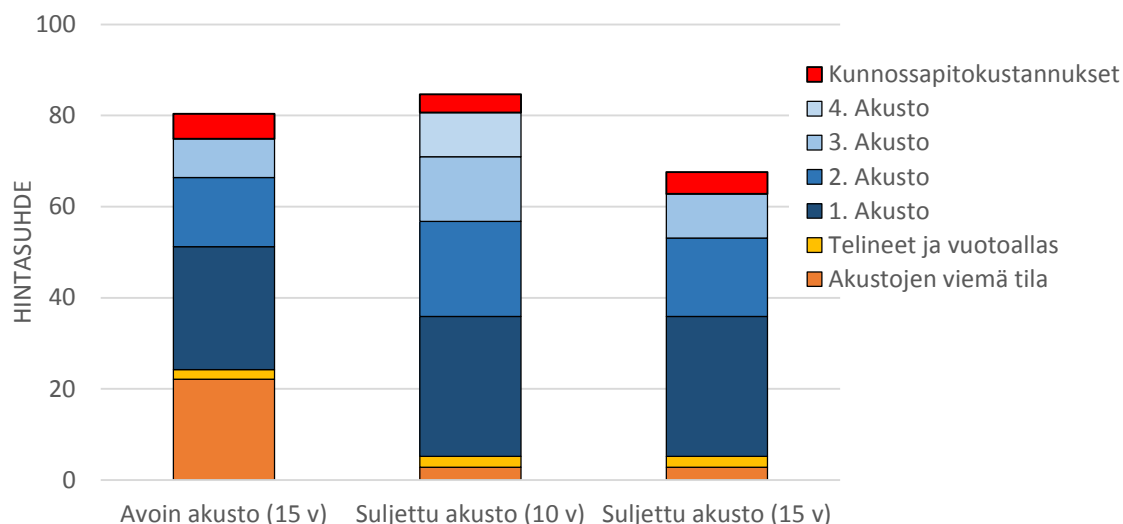
Kustannuslajeista havaitaan lisäksi, että avoimien akustojen viemä tila oli huomattava kustannuserä molemmilla jännitetasoilla. Avoimien akustojen viemän tilan kustannus oli noin neljänneksen 40 vuoden kokonaiskustannuksista. Koska suljetut akustot voidaan sijoittaa päällekkäin useampaan kerrokseen, olivat niiden viemän tilan kustannukset ainoastaan muutamia prosentteja kokonaiskustannuksista.



**Kuva 10.** 300 Ah:n yksittäiskennoakuston kustannuslajit 110 V:n järjestelmässä.

Kuvasta 11 nähdään, että 220 V:n akustojen kunnossapitokustannusten osuus oli alle kymmenen prosenttia, joten niiden vaikutus kokonaiskustannuksiin oli vähäistä. Akustoilla kunnossapitokustannukset koostuivat pääasiassa kapasiteettikokeista. Kuvasta 10

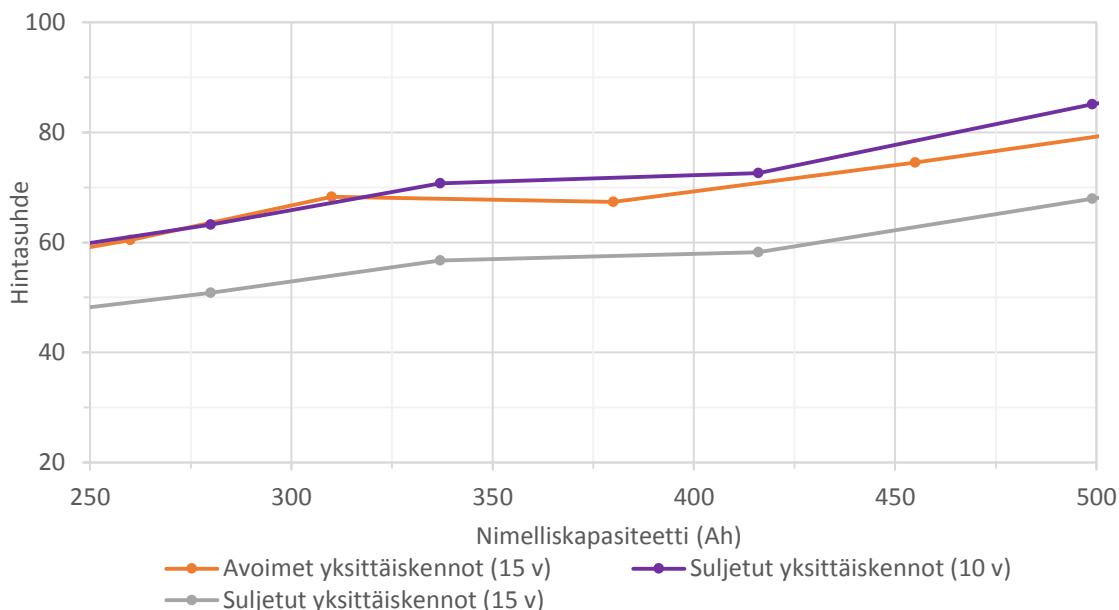
kuitenkin huomataan, että kapasiteettikokeiden kustannusten suhteellinen osuus oli suurempi 110 V:n jännitteellä. Tämä johtuu siitä, että vaikka kennomäärältään pienemmät akustot ovat hankintakustannuksiltaan edullisemmat, vievät niiden kapasiteettikokeet yhtä paljon aikaa, sillä ne suoritetaan 50 % purkauskokeena kolmen tunnin purkausvirroilla. Tällöin kapasiteettikokeeseen kulunut aika on 1,5 tuntia, joten sen kustannus on vakio jännitetasosta riippumatta.



**Kuva 11.** 300 Ah:n yksittäiskennoakuston kustannuslajit 220 V:n järjestelmässä.

Kuvissa 12–14 esitetään tutkimuksessa selvitettyt 250–500 Ah:n verolliset hintasuhteet 220 V:n akustoille. Vertailussa huomioitiin myös suljettu yksittäiskennoakusto, jonka pitoaikana käytettiin 15 vuotta. Kuvasta 12 nähdään, että yksittäiskennojen tapauksessa 15 vuoden pitoajan suljettu akuston kokonaiskustannukset olivat pienimmät. Suljettujen yksittäiskennojen kokonaiskustannukset laskivat huomattavasti kun pitoaikaa pidennettiin 10 vuodesta 15 vuoteen.

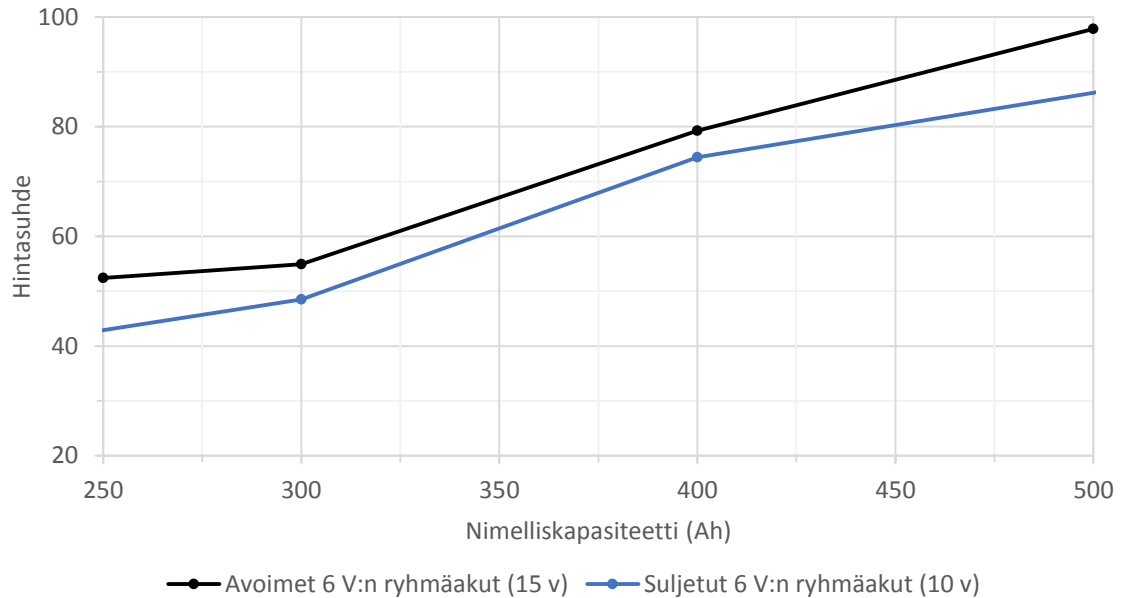
Mikäli 15 vuoden pitoajan suljettua akustoa ei huomioida, olivat seuraavaksi pienimmät kokonaiskustannukset yli 320 Ah:n kapasiteeteilla avoimilla yksittäiskennoakustoilla. Alle 320 Ah:n kapasiteeteilla avoimien ja suljettujen yksittäiskennojen kokonaiskustannukset olivat lähes yhtä suuret.



**Kuva 12.** Yksittäiskenkoakustojen kokonaiskustannusten nettonykyarvot.

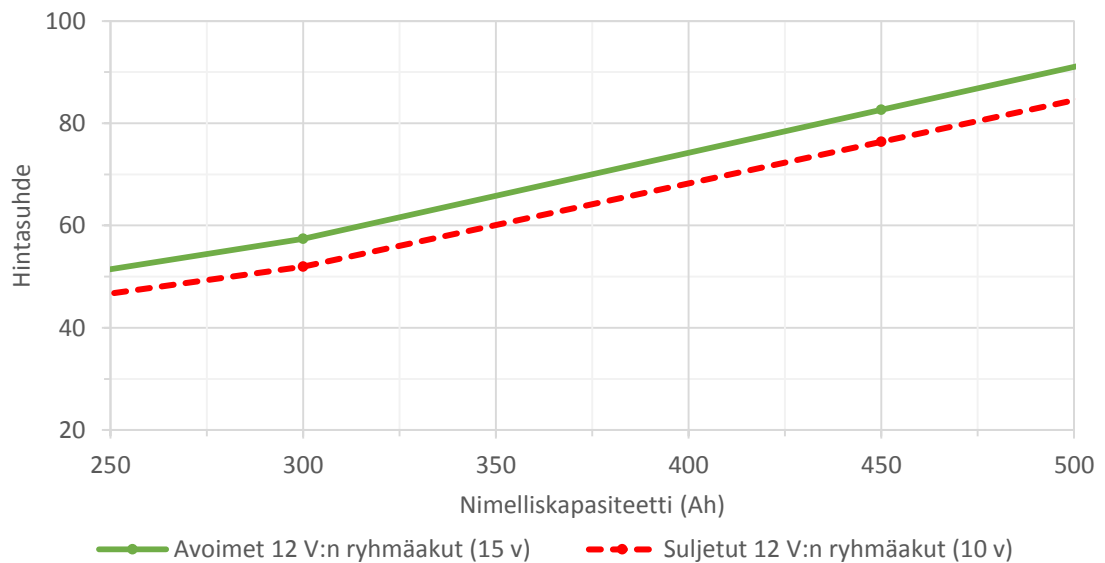
Lisäksi kuvassa 12 esitetyistä tuloksista on mielenkiintoista huomata, että avoimen yksittäiskenkoakuston kokonaiskustannukset laskivat kun siirryttiin 310 Ah:n nimelliskapasiteetista 380 Ah:iin. Syynä hinnan laskuun on avoimien akustojen viemän tilan pieneneminen. Vertailussa mukana ollut 380 Ah:n yksittäiskenko on korkeampi kuin 310 Ah:n, mutta vastaavasti kapeampi ja lyhempi. Tämä johtuu siitä, että 310 Ah:n yksittäiskenko (6 OPzS 300) on koottu kuudesta lyijylevystä, kun vastaavasti 380 Ah:n yksittäiskenko (5 OPzS 350) on koottu viidestä lyijylevystä. Koska avoimia akustoja ei saa asentaa päällekkäin, vie 380 Ah:n akusto vähemmän lattiapinta-alaa kuin 310 Ah:n akusto. Työssä käytetyillä arvoilla avoimen yksittäiskenkoakuston kapasiteetin kasvaessa sen viemän tilan kustannus laski enemmän, kuin akuston hankintakustannukset nousivat, jolloin myös kokonaiskustannukset laskivat. Myös suljettujen yksittäiskenkkojen rakenteissa on havaittavissa vastaavanlaisia eroja. Niillä ei kuitenkaan ole vastaavanlaista vaikutusta kokonaiskustannuksiin, sillä kuten aiemmin todettiin, suljetun akuston viemän tilan kustannus ei ole merkittävä. Muilla akustoilla kokonaiskustannukset kasvoivat aina kapasiteetin kasvaessa.

Kuvasta 13 nähdään, että suljettujen 6 V:n ryhmäakustojen kokonaiskustannukset olivat kaikilla vertailun kapasiteeteilla avoimien ryhmäakustojen kustannuksia matalampia. Suljetuille ryhmäakustoille 15 vuoden pitoaikaa ei suositeltu.



**Kuva 13.** 6V:n ryhmäakustojen kokonaiskustannusten nettonykyarvot.

Kuvasta 14 nähdään, että kun vertailtiin 12 V:n ryhmäakustoja keskenään, olivat suljetujen akustojen kokonaiskustannukset hieman avoimia matalampia. Suljetun 12 V:n ryhmäakuston kokonaiskustannusten käyrä on piirretty katkoviivalla, sillä ne eivät täyttäneet aiemmin luodun spesifikaation kennomääriä, eikä apusähköjärjestelmän vaatimia jännitetasoja. Suljetuista akuista ei voida rakentaa vajaakennoisia yksiköitä. Kuten aiemmin mainittiin, ainoastaan suljettujen 6 V:n ryhmäakkujen käyttö 220 V:n tasasähköjärjestelmässä oli spesifikaation mukaan suositeltua. Vastaavasti 110 V:n tasasähköjärjestelmässä oli suositeltua käyttää ainoastaan yksittäiskennoista koottuja akustoja.

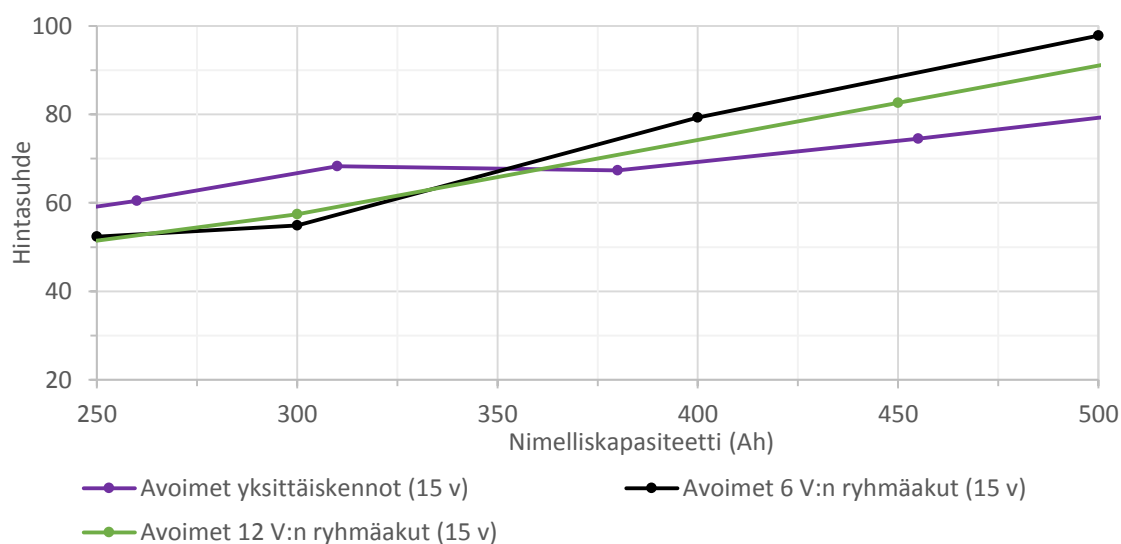


**Kuva 14.** 12 V:n ryhmäakustojen kokonaiskustannusten nettonykyarvot.



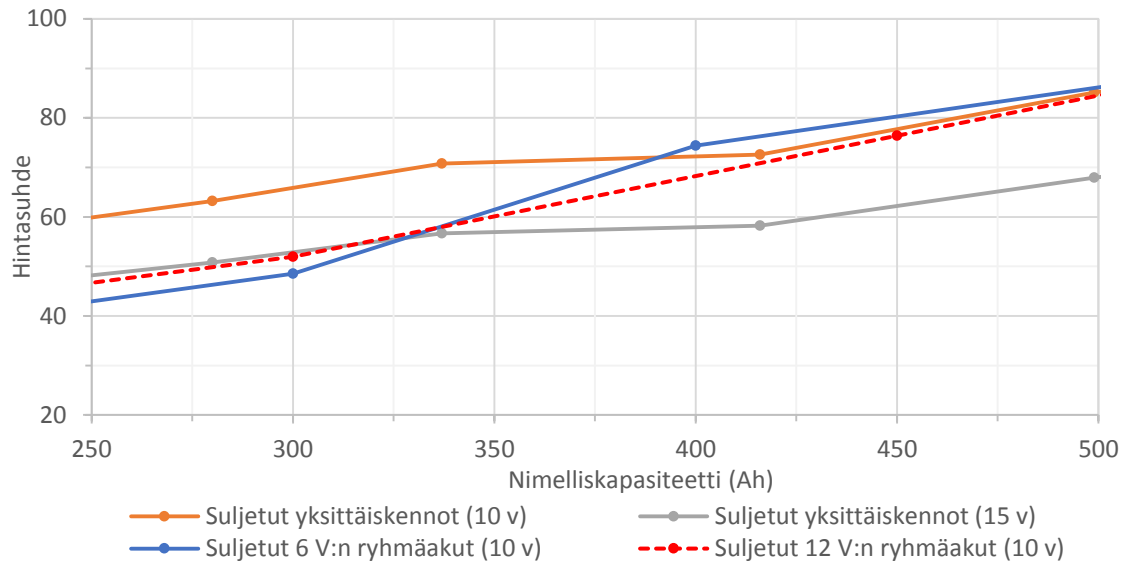
Avoimien akustojen keskinäiset hintasuhteet esitetään kuvassa 15. Kuvasta nähdään, että eri akkutyyppien kokonaiskustannusten nettonykyarvojen suhteet vaihtelivat kapasiteetteittain. Tulosten mukaan alle 350 Ah:n ryhmäakustojen kokonaiskustannukset olivat yksittäiskennojen kustannuksia pienempiä. 6 ja 12 V:n ryhmäakustojen keskinäiset kustannuserot olivat kuitenkin vähäiset. Vastaavasti yli 350 Ah:n kapasiteeteilla yksittäiskennoratkaisujen kokonaiskustannukset olivat muiden akustojen kustannuksia pienempiä.

Syynä ryhmäakustojen kokonaiskustannusten jyrkempään nousuun yli 350 Ah:n kapasiteeteilla oli niiden heikko saatavuus. Kuten aiemmin mainittiin, avoimia 6 V:n ryhmäakkuja oli saatavilla ainoastaan 200–300 Ah:n ja 12 V:n ryhmäakkuja ainoastaan 50–150 Ah:n kapasiteeteilla. Mikäli ryhmäakuilla halutaan koota kyseisiä kapasiteetteja suurempia akustoja, on ne asennettava rinnan, jolloin akuston viemä tila kasvaa suoraan verrannollisesti akuston kapasiteettiin nähden. Koska avoimilla akustoilla akuston viemän tilan kustannus on huomattava osa kokonaiskustannuksista, kasvavat myös kokonaiskustannukset jyrkemmin.



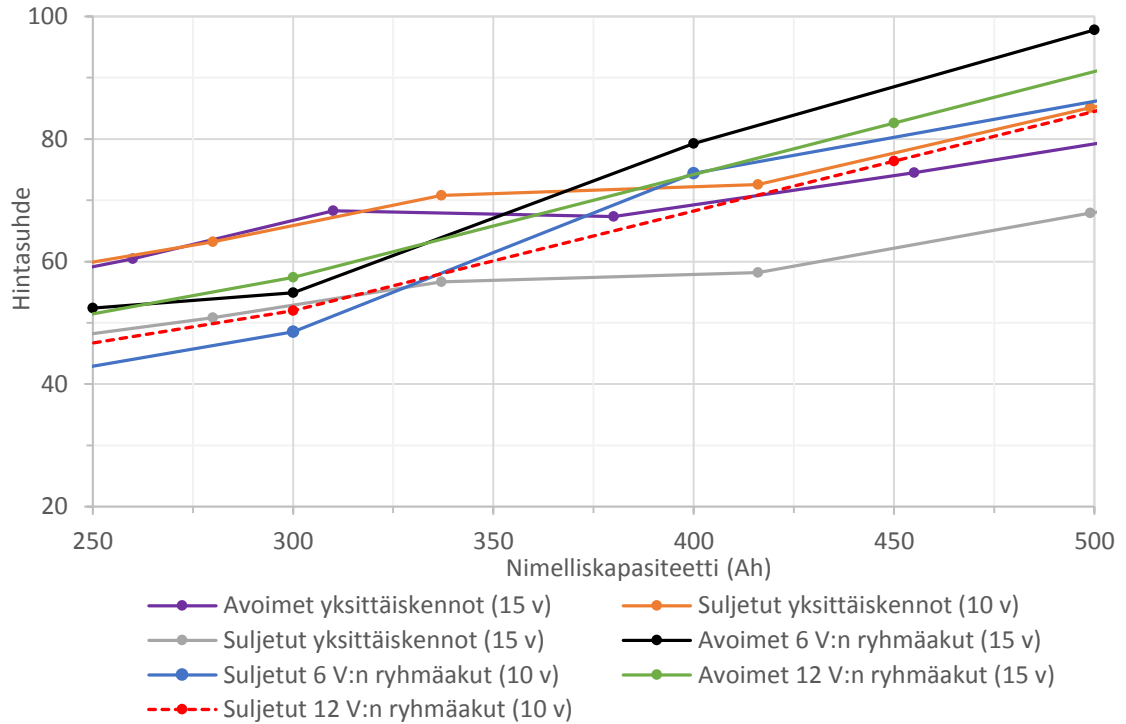
**Kuva 15.** Avoimien akustojen kokonaiskustannusten nettonykyarvot.

Vastaavasti suljettujen akustojen keskinäiset hintasuhteet esitetään kuvassa 16. Kuvasta huomataan, että alle 350 Ah:n kapasiteeteilla ryhmäakustojen kokonaiskustannukset ovat muita vaihtoehtoja pienempiä. Ryhmäakustojen keskinäiset kustannuserot olivat vähäiset, mutta 6 V:n ryhmäakustojen kokonaiskustannukset olivat hieman 12 V:n ryhmäakustojen kustannuksia pienemmät. Vastaavasti yli 350 Ah:n kapasiteeteilla 15 vuoden pitäjän suljettujen yksittäiskennojen kokonaiskustannukset olivat selvästi pienimpiä. Myös suljettujen akustojen tilanteessa on huomattavissa ryhmäakkujen kokonaiskustannusten jyrkempi nousu yli 300 Ah:n kapasiteeteilla. Suljettuja akustoja voitiin kuitenkin asentaa myös päällekkäin, joten niiden pohjapinta-alan kasvu ei ollut kokonaiskustannusten kannalta yhtä merkittävää kuin avoimilla akustoilla.



**Kuva 16.** Suljettujen akustojen kokonaiskustannusten nettonykyarvot.

Kun kuvien 15 ja 16 kokonaiskustannuskäyrät koottiin yhteen kuvaajaan, saatiin kuvan 17 mukainen tilanne. Kuvasta nähdään, ettei yksiselitteisesti edullisinta tai kalleinta vaihtoehtoa voitu määrittää, vaan keskinäiset suhteet vaihtelivat kapasiteeteittain. Kun tarkastellaan 250–300 Ah:n akustoja, olivat suljetut 6 V:n ryhmäakustot edullisin ratkaisu. Kun akuston kapasiteettia kasvatettiin 350 Ah:iin ja sitä suurempiin akustoihin, olivat suljetut yksittäiskennot 15 vuoden pitoajalla edullisimpia. Seuraavaksi edullisin spesifikaatiot täyttävä akustotyyppi on avoin yksittäiskennoakusto. Tulokset olivat vastaavat myös 110 V:n akustoilla.



**Kuva 17.** Kaikkien vertailtujen akustojen kokonaiskustannusten nettonykyarvot.

On kuitenkin huomattava, että kaikissa piirretyissä kuvaajissa pisteiden välille piirretyt sovitteiviivat ovat ainoastaan suuntaa antavia. Todellisuudessa kustannukset ovat portaittaiset, sillä jos mitoituksen vaatimaa akustokokoa ei ole saatavilla, on valittava seuraava suurempi akustokoko. Jos esimerkiksi mitoituksessa saataisiin vaaditun akuston kooksi 320 Ah, on seuraava saatavilla oleva avoin yksittäiskenno nimelliskapasiteetiltaan 380 Ah ja suljettu 337 Ah. Vastaavasti ryhmäakuilla seuraava mahdollinen koko olisi 400 tai jopa 450 Ah. Mikäli valittaisiin lähin mitoitusta pienempi akusto, eivät vaaditut varakäyntiajan kriteerit akuston eliniän lopussa täytyisi. Tilanne edullisimpien suhteen ei kuitenkaan portaittaisessa rakenteessa muutu.

Taulukossa 15 luetellaan 300 Ah:n akustojen kokonaiskustannusten nettonykyarvojen suhteet. Kokonaiskustannusten vertailukohtana käytettiin jälleen avoimia 6 V:n ryhmäakustoja. Yksittäiskennoakustojen kokonaiskustannukset oikaistiin vastaamaan 300 Ah:n nimelliskapasiteettia. Taulukosta nähdään, että vertailukohdetta pienemmät kokonaiskustannukset olivat suljetuilla yksittäiskennoakustoilla 15 vuoden pitoajalla, sekä suljetuilla 6 ja 12 V:n ryhmäakustoilla. Pienimmät kokonaiskustannukset olivat 6 V:n suljetuilla ryhmäakustoilla, joiden kustannukset olivat noin 12 % vertailukohdetta ja 32 % kalleinta vaihtoehtoa pienemmät. 300 Ah:n suljetut akustot ovat siis pääsääntöisesti avoimia akustoja halvempia.

**Taulukko 15.** 300 Ah:n akustojen kokonaiskustannusten hintasuhteet.

Tyyppi	Yksikkö	Pitoaika	Hintasuhde
Avoim	Yksittäiskennonakusto	15 vuotta	<b>120</b>
Suljettu	Yksittäiskennonakusto	10 vuotta	<b>115</b>
Suljettu	Yksittäiskennonakusto	15 vuotta	<b>92</b>
Avoim	6 V:n ryhmäakusto	15 vuotta	<b>100</b>
Suljettu	6 V:n ryhmäakusto	10 vuotta	<b>88</b>
Avoim	12 V:n ryhmäakusto	15 vuotta	<b>105</b>
Suljettu	12 V:n ryhmäakusto	10 vuotta	<b>95</b>

Tuloksista voidaan huomata, että taulukon 14 hankintahintasuhteet erosivat vastaavista taulukon 15 kokonaiskustannusten suhteista. Hankintahinnaltaan edullisin avoin 6 V:n ryhmäakusto, ei kuitenkaan ollut enää kokonaiskustannuksiltaan edullisin vaihtoehto.

## 8.2 Varavoimakoneellinen ratkaisu

Vertailussa mukana ollut varavoimakoneellinen ratkaisu sisälsi diesel-varavoimakoneen sekä kahdennetun 200 Ah:n akuston syötönvaihtoautomaatiikan viiveen ja vaadittujen oikosulku- ja huippuvirtojen takia. Vertailussa käytettiin pienintä akustokokoa, jota oli saatavilla kaikilla akkutyypeillä ja yksiköillä. Yksittäiskennonakustojen nimelliskapasiteetit olivat todellisuudessa kuitenkin hieman suuremmat. Taulukossa 16 luetellaan kyseisen kapasiteetin akustojen kokonaiskustannusten suhteet. Taulukosta nähdään, että kokonaiskustannuksiltaan edullisin akustovaihtoehto oli suljettu 6 V:n ryhmäakusto.

**Taulukko 16.** 200 Ah:n akustojen kokonaiskustannusten hintasuhteet.

Tyyppi	Yksikkö	Pitoaika	Nimelliskapasiteetti (Ah)	Hintasuhde
Avoim	Yksittäiskennonakusto	15 vuotta	210	<b>125</b>
Suljettu	Yksittäiskennonakusto	10 vuotta	224	<b>132</b>
Suljettu	Yksittäiskennonakusto	15 vuotta	224	<b>107</b>
Avoim	6 V:n ryhmäakusto	15 vuotta	200	<b>100</b>
Suljettu	6 V:n ryhmäakusto	10 vuotta	200	<b>87</b>
Avoim	12 V:n ryhmäakusto	15 vuotta	200	<b>106</b>
Suljettu	12 V:n ryhmäakusto	10 vuotta	200	<b>96</b>

Taulukossa 17 esitetään varavoimakoneellisen ratkaisun kokonaiskustannusten nettonykyarvojen hintasuhteet, kun varavoimakoneen tehoa kasvatettiin. Taulukon arvot laskettiin 12 koekäytöllä vuodessa. Taulukosta nähdään, että ratkaisun kokonaiskustannukset nousivat ainoastaan 6,2 %, kun varavoimakoneen tehoa kasvatettiin 6,6-kertaiseksi. Syynä tähän on se, että varavoimakoneiden hankintahinta nousi huomattavasti hitaammin verrattuna sen tehoon. Kun varavoimakoneen tehoa kaksinkertaistettiin esimerkiksi 10 kVA:sta 20 kVA:han, nousi koneen hankintahinta ainoastaan 17 %. Hinnan nousu on

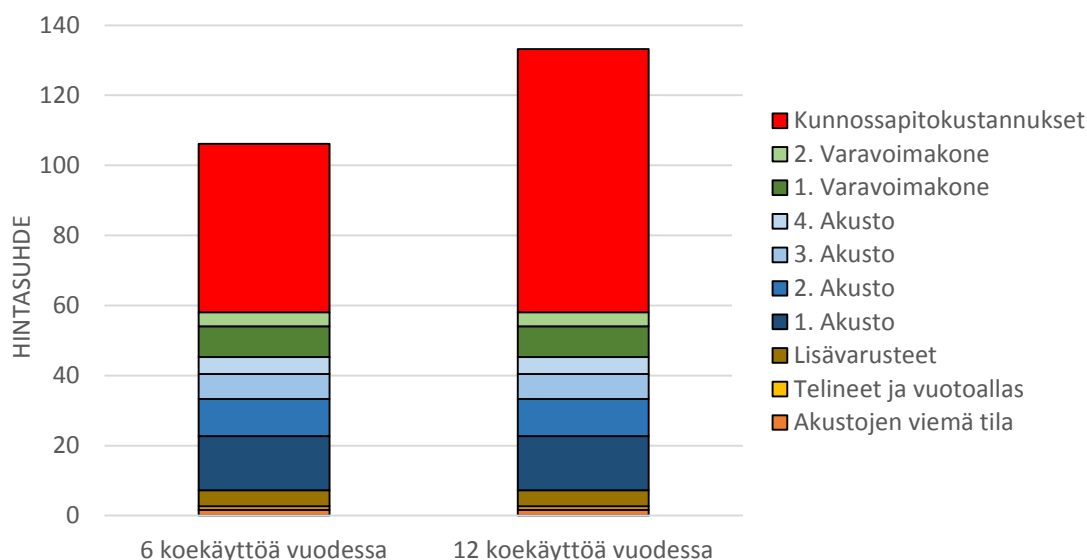
huomattavasti hitaampaa kuin esimerkiksi avoimilla yksittäiskennoilla, joilla kapasiteetin kaksinkertaistaminen 150 Ah:sta 300 Ah:iin nosti akuston hankintahintaa 45 %.

**Taulukko 17.** Varavoimakoneellisen ratkaisun kokonaiskustannusten nettonykyarvojen hintasuhteet, kun käytetään 200 Ah:n 6 V:n suljettua ryhmäakustoa.

Varavoimakoneen teho	Hintasuhte
6,8 kVA	100,00
8,5 kVA	100,36
10,5 kVA	101,14
12,5 kVA	101,16
14,5 kVA	101,72
16,5 kVA	102,29
20 kVA	103,16
24,1 kVA	104,53
30 kVA	104,98
35 kVA	105,38
40 kVA	105,96
45 kVA	106,20

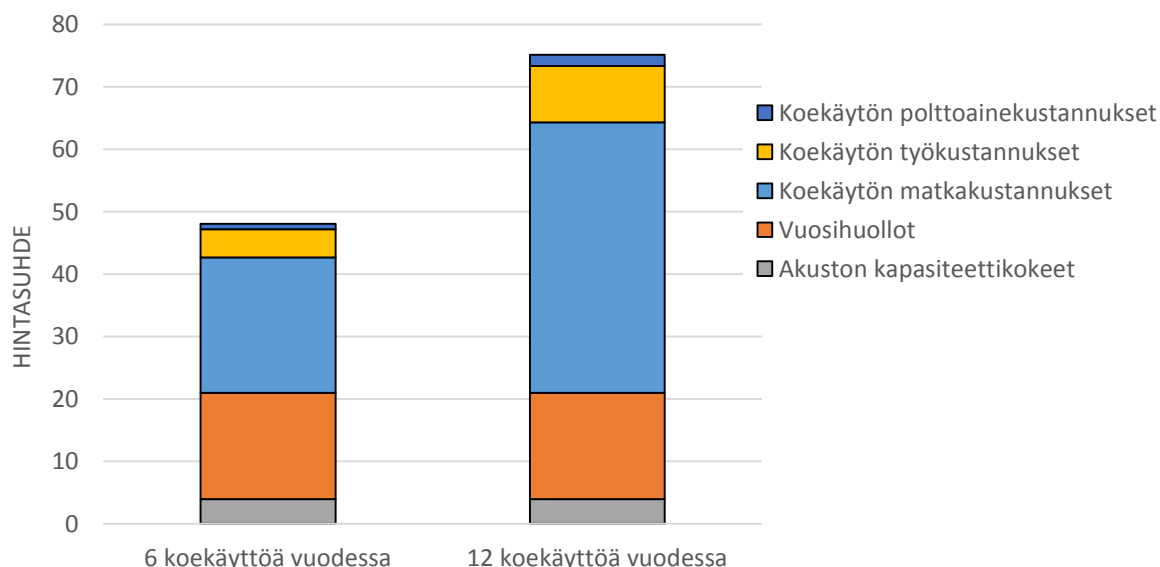
Kuvassa 18 havainnollistetaan varavoimakoneellisen ratkaisun kustannuslajit ennen veroja 220 V:n järjestelmässä kun käytettiin 20 kVA:n varavoimakonetta ja 6 V:n suljettuja ryhmäakkuja. Kuvassa esitetään kustannuslajit sekä 6 koekäytöllä että 12 koekäytöllä vuodessa. Diskonttokorkona käytettiin 6 % ja inflaationa 2 %. Ensimmäisen vuoden investoinnit tehtiin tämän hetkisillä kustannuksilla, joten niitä ei diskontattu tai inflatoitu.

Kuvasta nähdään, että varavoimakoneellisen ratkaisun kunnossapitokustannukset olivat huomattava osa kokonaiskustannuksista. Kunnossapitokustannukset olivat 6 koekäytöllä vuodessa noin 45 % ja 12 koekäytöllä vuodessa noin 56 % kokonaiskustannuksista.



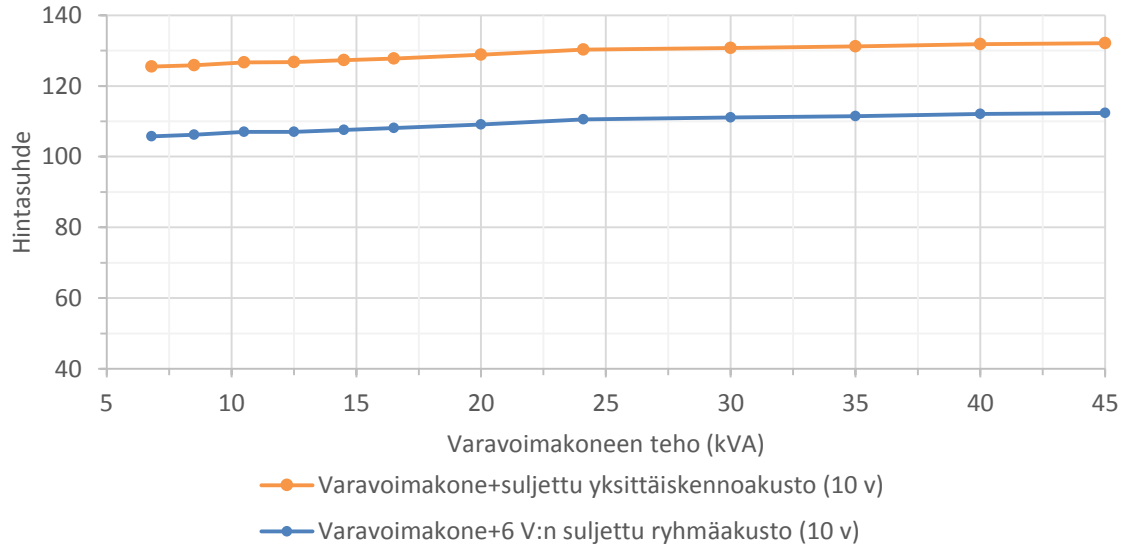
**Kuva 18.** Varavoimakoneellisen ratkaisun kustannuslajit 6 ja 12 koekäytöllä vuodessa, kun käytettiin 20 kVA:n varavoimakonetta ja 6 V:n suljettuja ryhmäakustoa 220 V:n järjestelmässä.

Kuvassa 19 eritellään tarkemmin kuvan 18 varavoimakoneellisen ratkaisun kunnossapitokustannukset akuston kapasiteettikokeisiin, varavoimakoneen vuosihuoltoihin sekä varavoimakoneen koekäyttöihin. Koekäyttöjen kustannukset on lisäksi eritelty työkustannuksiin, matkakustannuksiin sekä varavoimakoneen polttoainekustannuksiin. Kuvasta nähdään, että koekäyttöjen matkakustannukset olivat huomattava osa varavoimakoneellisen ratkaisun kunnossapitokustannuksista. Lisäksi kuvasta huomataan varavoimakoneen polttoainekustannusten vähäinen merkitys kokonaiskustannuksiin.



**Kuva 19.** Varavoimakoneellisen ratkaisun kunnossapidon kustannuslajit 6 ja 12 koekäytöllä vuodessa, kun käytettiin 20 kVA:n varavoimakonetta ja 6 V:n suljettuja ryhmäakustoa 220 V:n järjestelmässä.

Kuvassa 20 esitetään varavoimakoneellisen ratkaisun kokonaiskustannusten nettonykyarvot 220 V:n järjestelmässä, kun sen kanssa käytettiin 200 Ah:n 6 V:n suljettua ryhmäakustoa sekä suljettua yksittäiskennonakustoa 10 vuoden pitoajalla. Vertailussa oli siis mukana taulukon 16 edullisin ja kallein 200 Ah:n akustoratkaisu.



**Kuva 20.** Varavoimakoneellisen ratkaisun kokonaiskustannusten nettonykyarvot eri akustoilla 220 V:n järjestelmässä.

Kuten aiemmin luvussa 3.3 mainittiin, itsenäiset akustot mitoitetaan häiriötilan kuormituksen perusteella kaavan 1 mukaan. Jos varakäyntiaikana pidetään 12 tuntia, apusähköjärjestelmän nimellisjännitteenä 220 V:a ja ikääntymis- ja laajennuskertoimina 1,25 ja 1,30, voidaan kaava 1 johtaa muotoon

$$L_e = \frac{CU_n}{k_1 k_2 T_d} = 11,282C, \quad (10)$$

joka kuvaa akuston kapasiteetin ja häiriötilan kuormituksen välistä suhdetta.

Vastaavasti varavoimakone voidaan mitoittaa sen tehokertoimen  $\cos\varphi$ , tasasuuntaajan hyötysuhteen  $F$  ja laajennuskertoimen  $k_2$  avulla kaavan 11 mukaan. Varavoimakoneen tehokertoimenä käytettiin 0,80 ja tasasuuntaajan hyötysuhteena 0,90.

$$P = \frac{L_e}{F \cos\varphi} k_2 \quad (11)$$

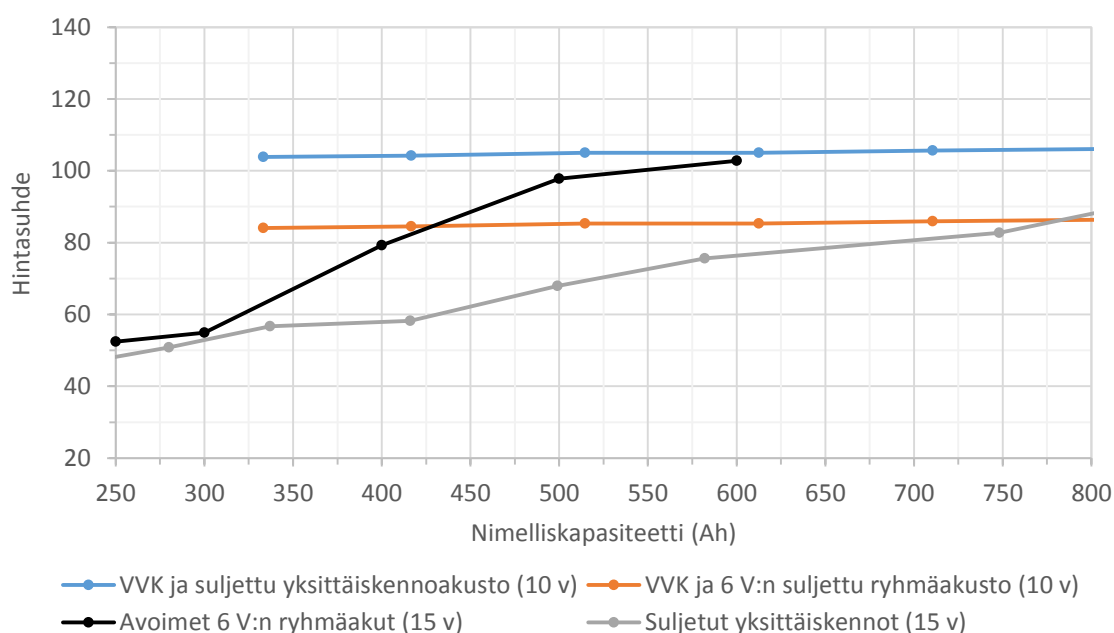
$$L_e = \frac{PF \cos\varphi}{k_2} = 0,554 P \quad (12)$$

Kun kaavat 10 ja 12 yhdistetään häiriötilan kuormituksen avulla, saadaan ne muotoon

$$11,282 C = 0,554 P \quad (13)$$

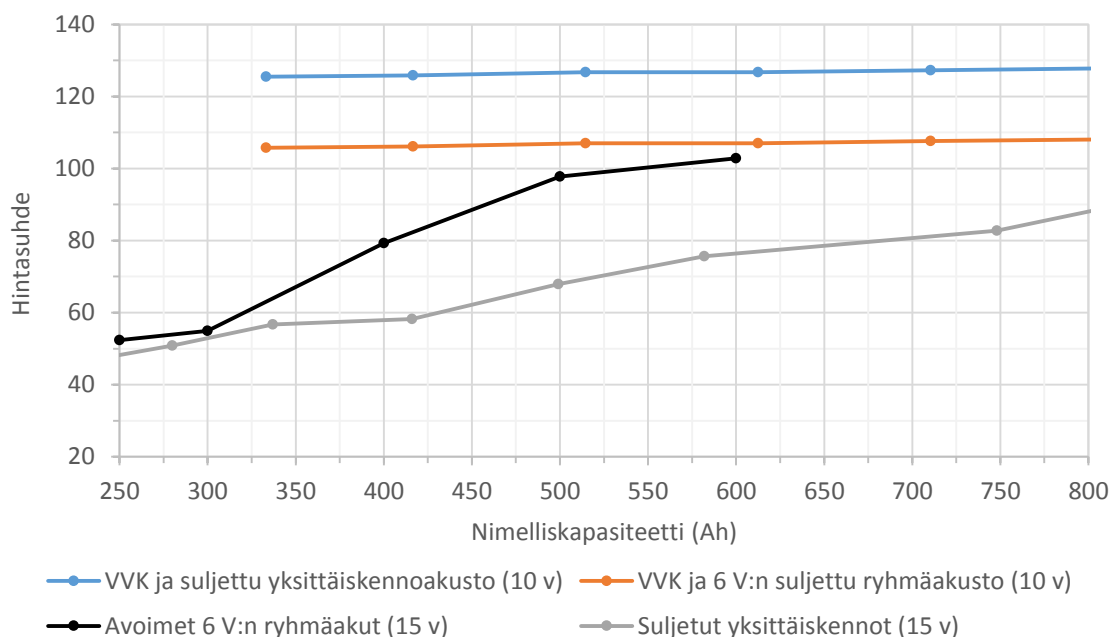
$$C = \frac{0,554}{11,282} P = 0,049 P \quad (14)$$

Varavoimakoneista saatiin akustojen kanssa vertailukelpoiset kaavalla 14. Esimerkiksi 6,8 kVA:n varavoimakone vastasi noin 330 Ah:n akustoa. Kaavan avulla muunnettujen varavoimakoneellisten ratkaisujen kokonaiskustannusten nettohyötyarvot esitetään kuvissa 21 ja 22. Kuvissa varavoimakoneellisia ratkaisuja vertailtiin akustoratkaisuihin, joilla olivat pienimmät ja suurimmat kokonaiskustannukset. Kuvassa 21 esitetään tilanne 6 koekäytöllä vuodessa ja kuvassa 22 esitetään 12 koekäytöllä vuodessa. Kuvista huomataan, että yhdistettyjä varavoimakoneiden tehoja vastaavat ampeerituntimäärät olivat huomattavasti suurempia kuin vertailtujen akustojen. Tutkimuksessa havaittiin, että varavoimakoneelliset ratkaisut olivat Fingridin vaatimalla kokoluokalla selvästi akustoratkaisuja kalliimpia, etenkin valmistajien suosittelemalla 12 vuosittaisella koekäytöllä.



**Kuva 21.** Kokonaiskustannuksiltaan pienimpien ja suurimpien akustoratkaisujen sekä yhdistettyjen varavoimaratkaisujen kokonaiskustannusten nettohyötyarvot, kun varavoimakonetta koekäytetään 6 kertaa vuodessa.





**Kuva 22.** Kokonaiskustannuksiltaan pienimpien ja suurimpien akustoratkaisujen sekä yhdistettyjen varavoimaratkaisujen kokonaiskustannusten nettonykyarvot, kun varavoimakonetta koekäytetään 12 kertaa vuodessa.

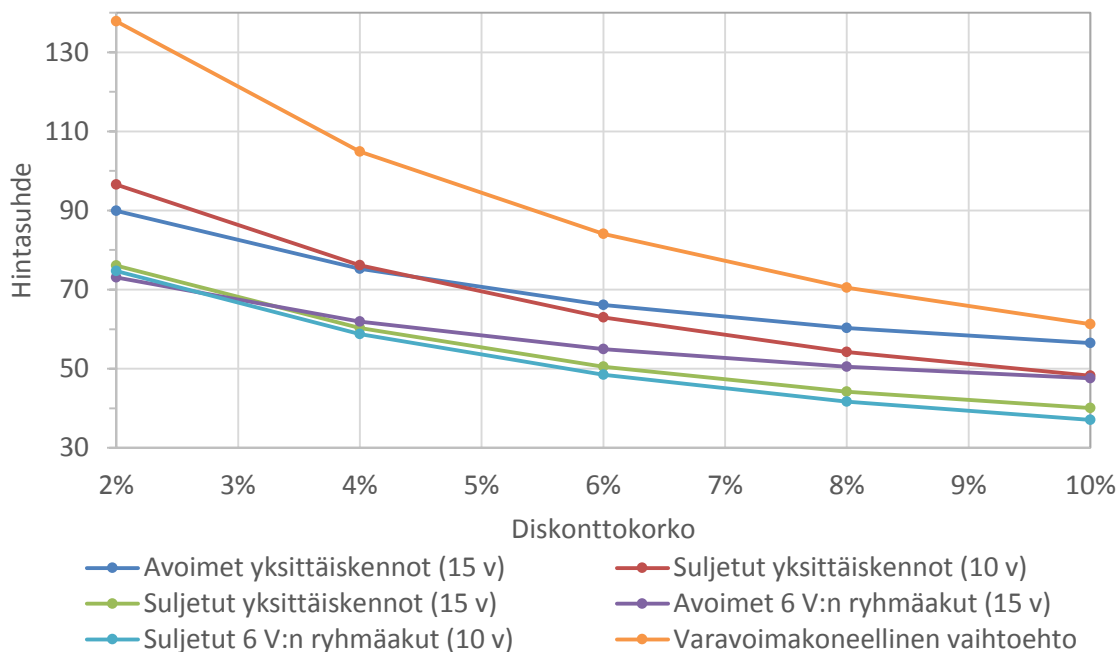
### 8.3 Herkkyysanalyysin tulokset

Työn aiemmissa tuloksissa esitettiin jo muutamia herkkyystarkasteluja muun muassa suljettujen yksittäiskennojen pitoajalle sekä varavoimakoneen huoltomäärille. Pitoajan vaikutus perustuu työn tarkasteluajanjaksoon ja varavoimavaihtoehtojen uusimiseen. Mikäli tarkasteluajanjakso olisi esimerkiksi 60 tai 80 vuotta, voisi tulos olla erilainen. 60 vuoden tarkasteluajanjaksolla 10 vuoden akustot uusittaisiin ensimmäisen investoinnin jälkeen viidesti, 15 vuoden akustot kolmesti ja 20 vuoden varavoimakoneet kahdesti. Tällöin akustoilla ei kuitenkaan olisi lainkaan varmuusvaraa esimerkiksi ennenaikaiseen vikaantumiseen. Työssä vikaantumisia ei kuitenkaan otettu huomioon. Etenkin avoimet akustot hyötyisivät pitkästä tarkasteluajanjaksosta, koska akkuhuoneen kustannus olisi suhteessa pienempi, sillä se joudutaan rakentamaan ainoastaan kerran.

Muita laskemien epävarmuutta aiheuttavia muuttujia ovat muun muassa inflaatio sekä laskentakorkokanta eli diskonttokorko. Kyseisten muuttujien herkkyyttä voidaan analysoida vertailemalla käyriä, joissa toinen muuttujista saa erilaisia arvoja ja toinen on vakio. Tällöin, mikäli vaihtoehtojen keskinäisissä suhteissa ei tule muutoksia muuttujan eri arvoilla, voidaan tulosten olla yksiselitteisiä.

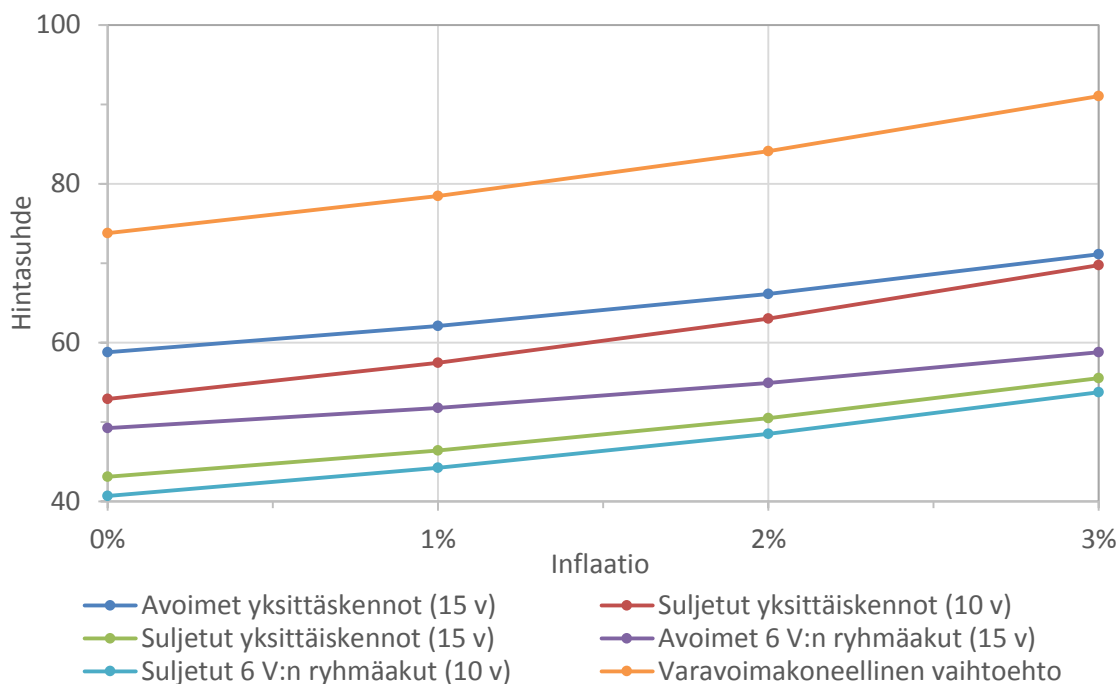
Kuvissa 23 ja 24 on havainnollistettu diskonttokoron ja inflaation vaikutusta 300 Ah:n yksittäiskennoakuston ja 6 V:n ryhmäakuston sekä 6,8 kVA:n varavoimakoneellisen ratkaisun kokonaiskustannustasoihin. Varavoimakoneellisessa ratkaisussa oli mukana 200 Ah:n suljettu ryhmäakusto sekä sen varavoimakonetta koekäytettiin 6 kertaa vuodessa.

Kuvassa 23 inflaatio pidettiin vakiona arvossa 2 % ja diskonttokorkoa muutettiin välillä 2–10 %. Kuvasta nähdään, että vaihtoehtojen keskinäisten suhteiden muutoksia on havaittavissa noin 4,5 % sekä noin 3 % diskonttokorolla. Vaihtoehdot, joilla suurin osa kustannuksista sijoittuu vertailun alkupäähän, eivät ole kovinkaan herkkiä diskonttokoron muutoksille. Kuitenkin esimerkiksi 10 vuoden pitoajan suljettujen yksittäiskennoakustojen kokonaiskustannukset pienenevät jyrkimmin diskonttokoron kasvaessa, sillä niitä käytettäessä, joudutaan akusto uusimaan 30. vuotena kolmannen kerran.



**Kuva 23.** Diskonttokoron vaikutus kustannuksiin inflaation ollessa 2 %.

Vastaavasti kuvassa 24 diskonttokorko pidettiin vakiona arvossa 6 % ja inflaatiota muutettiin välillä 0–3 %. Kuvasta havaitaan, etteivät käyrät leikkaa missään kuvaajan pisteessä, joten tulosten voidaan olettaa inflaatiosta riippumattomia.



**Kuva 24.** Inflaation vaikutus kustannuksiin diskonttokoron ollessa 6 %.

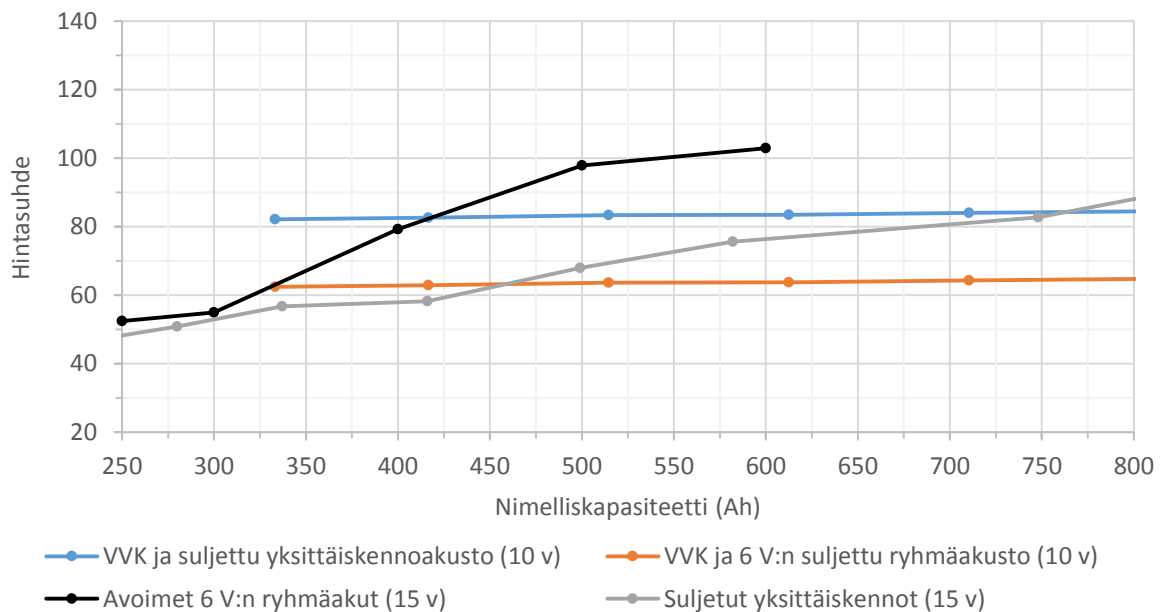
Lisäksi laskelmissa epävarmuutta aiheuttavat niissä tehdyt oletukset muun muassa akustojen viemän tilan kustannukselle sekä huoltokustannuksille. Kokonaistaloudellinen vertailu tehtiin keskimääräisillä asemarakennusten ja kunnossapidon kustannuksilla, joten kustannukset voivat vaihdella huomattavasti muun muassa alueittain. Esimerkiksi kaupunkialueilla tonttihinnat ovat syrjäisiä seutuja korkeammat, jolloin myös akuston viemän tilan kustannus on suurempi. Vertailun tuloksista selvisi, että avoimien lyijyakustojen akkuhuoneen tuomalla kustannuksella on huomattava vaikutus kokonaiskustannuksiin. Tällöin akustojen viemän tilan perusteella kannattaisi korkeampien tonttihintojen alueella käyttää suljettuja akustoja ja vastaavasti matalampien tonttihintojen alueella avoimia akustoja.

Lisäksi on huomioitava, että hankintahintana käytettiin tämän hetkisiä budjettihintoja. Eri teknologioiden ja sovellusten hankintahintojen kehitystä voidaan kuvata oppimiskäyrällä (engl. learning rate), joka kuvaa kuinka paljon kustannukset laskevat, kun tuotantokapasiteetti kaksinkertaistuu. Sekä dieselit että lyijyakut ovat kuitenkin tekniikaltaan suhteellisen vanhoja tekniikoita, joten niiden hankintakustannusten ei oleteta huomattavasti laskevan.

Myös kunnossapitokustannukset vaihtelevat alueittain. Kustannukset ovat kaupunkialuilla pienempiä, sillä välimatkat ovat lyhempiä. Lisäksi huoltokustannukset voivat muuttua yleisten palkkatasojen kehityksen suhteen. Kunnossapitokustannusten vaihtelu vaikuttaa erityisesti paljon huoltoa ja kunnossapitoa vaativien varavoimakoneiden kustannuksiin.

On kuitenkin syytä miettiä myös sähköasemien tulevaisuuden kunnossapitopolitiikkaa, kuten tullaanko asematarkastuksia tulevaisuudessa tekemään nykyisessä laajuudessaan. Tämä suosisi huoltovapaiden vaihtoehtojen käyttöä erityisesti syrjäisillä seuduilla, joissa välimatkat ovat pidempiä ja siten myös kunnossapitokustannukset suurempia.

Koska tuloksissa selvisi varavoimakoneen koekäyttöjen matkakustannusten suuri vaikutus kokonaiskustannuksiin, olisi syytä myös miettiä kokonaiskustannuksia, jos koekäytöt suoritettaisiin kauko-ohjatusti. Kuvassa 25 on esitetty varavoimakoneellisen ratkaisun kokonaiskustannuskäyrät, kun koekäyttöjä ei suoritettaisi ollenkaan paikan päällä, vaan ainoastaan kauko-ohjatusti valvomosta käsin.



**Kuva 25.** Kokonaiskustannuksiltaan pienimpien ja suurimpien akustoratkaisujen sekä yhdistettyjen varavoimaratkaisujen kokonaiskustannusten nettonykyarvot, kun varavoimakoneen kaikki koe-käytöt suoritetaan kauko-ohjauksella etänä.

Kuvasta nähdään että varavoimakoneiden käyttö olisi kustannustehokasta suurimmilla asemilla, kun koekäytöt tehdään kauko-ohjattuina. Kaukokoekäytöillä koneen kuormittaminen olisi kuitenkin hankalampaa ja se vaatisi myös mahdollisesti automaattisen kuormienkytkennän tai ylimääräisen kuormitusvastuksen. Kyseisessä kuvaajassa ei kuitenkaan huomioitu mahdollisia automaatiojärjestelmien tai kauko-ohjauksjärjestelmien tuomia lisäkustannuksia, joten tarkastelun tulosta ei voida suoraan pitää täysin paikkaansa pitävänä. Kuten aiemmin mainittiin, tarkastelu olisi tehtävä mahdollisimman tarkasti kaikki kustannukset huomioon ottaen.

## 9. JOHTOPÄÄTÖKSET JA SUOSITUKSET

Tutkimuksessa vahvistettiin jo aiemmin mainittu asia, ettei varavoimavaihtoehtojen vertailua voida tehdä pelkillä hankintahinnoilla, vaan tarkastelussa on otettava huomioon kaikki varavoiman elinkaaren aikana syntyvät kustannukset. Havainto perustuu siihen, että esimerkiksi akustojen hankintahintojen keskinäiset hintasuhteet eroavat kokonaiskustannusten suhteista. Lisäksi esimerkiksi pitoajalla huomattiin olevan suuri vaikutus akustojen kokonaiskustannuksiin.

Työssä tehdyn kokonaistaloudellisen vertailun perusteella ei yksiselitteisesti edullisinta tai kalleinta vaihtoehtoa voida määrittää, vaan varavoimatarvetta on aina tarkasteltava asemakohtaisesti. Tuloksista kuitenkin selvisi, että Fingridin apusähköjärjestelmien kokuokassa varavoimakoneiden ja lyijyakustojen yhteisjärjestelmät ovat pääasiassa kokonaiskustannuksiltaan itsenäisiä lyijyakustoja suurempia. Syynä korkeisiin kokonaiskustannuksiin on varavoimakoneiden koekäyttäjien ja vuosihuoltojen suuresta määrästä johtuvat kunnossapitokustannukset. Lisäksi saatavilla olevat varavoimakoneratkaisut soveltuvat tehonsa perusteella paremmin suurille asemille. Etenkin varavoimakoneiden valmistajien suosittelemalla 12 vuosittaisella koekäytöllä kustannuserot akustoihin ovat merkittävät. Tulokset eivät kuitenkaan sulje pois varavoimakoneiden käyttöä esimerkiksi erityisen suurilla tehontarpeilla. Lisäksi herkkyyštarkastelussa todettiin, että kauko-ohjauksen hyödyntäminen koekäytöissä voisi selvästi alentaa kokonaiskustannuksia.

Taloudellisessa vertailussa selvisi, että suljettujen 6 ja 12 V:n ryhmäakustojen kokonaiskustannukset olivat vastaavien avoimien ryhmäakustojen kustannuksia pienempiä kaikilla vertailun kapasiteeteilla. Vastaavasti suljettujen yksittäiskennoakustojen kokonaiskustannukset olivat ainoastaan 15 vuoden pitoajalla muita yksittäiskennoakustoja pienempiä. 15 vuoden pitoaikaan on kuitenkin suhtauduttava kriittisesti, sillä se perustuu ainoastaan akuston valmistajan ilmoittamaan elinikään. Lisäksi tutkimuksessa vahvistettiin avoimille akustoille rakennettavan akkuhuoneen kustannuksen suuri merkitys. Akkuhuoneesta syntyvät kustannukset ovat noin neljänneksen avoimen akuston kokonaiskustannuksista.

Kun tarkasteltiin kaikkia vertailtavia 300 Ah:n akustoja toisiinsa, olivat suljetut akustot pääsääntöisesti avoimia halvempia. Edullisin vaihtoehto 300 Ah:lla oli suljettu 6 V:n ryhmäakusto. Vastaavasti suuremmilla kapasiteeteilla 15 vuoden pitoajan yksittäiskennoakustojen kokonaiskustannukset olivat muita pienempiä. Ryhmäakkuja ei ollut saatavilla yli 300 Ah:n kapasiteeteilla, mutta kytkemällä pienempiä ryhmäakustoja rinnakkain, voitiin akuston kapasiteettia kasvattaa yli 300 Ah:iin. Tutkimuksessa kuitenkin selvisi, ettei rinnakkaisakustojen käyttö ole kannattavaa. Etenkin avoimia ryhmäakkuja käytettäessä, rinnakkaisakustojen tilantarve kasvaa huomattavasti ja siten myös kokonaiskustannukset kasvavat muita jyrkemmin.

Mikäli suljettuja akustoja aiotaan käyttää 220 V:n järjestelmässä, voidaan kapasiteettiko-  
keiden lisäämistä harkita, sillä niiden vaikutus kokonaiskustannuksiin on vähäistä. Kapa-  
siteettikokeet ovat ainoa keino, jolla voidaan varmistua suljetun akuston todellisesta kun-  
nosta. Etenkin 15 vuoden pitoajan suljetun yksittäiskennoakuston kunnonvalvontaa voisi  
parantaa esimerkiksi ylimääräisillä kapasiteettikokeilla, jotta saadaan täysi varmuus akus-  
ton kunnosta. On kuitenkin huomattava, että kapasiteettikokeet ovat kustannuksiltaan  
yhtä suuria akuston jännitetasosta riippumatta. Tällöin kapasiteettikokeiden osuus koko-  
naiskustannuksista on suurempi kennomäärältään pienemmillä ja hankintahinnaltaan hal-  
vemmilla akustoilla. Kapasiteettikoe lisäksi kuluttaa akustoa, joten liiallista testaamista  
on syytä välttää.

Muita aihetta käsitteleviä tutkimuksia, joissa vertaillaan avoimia ja suljettuja lyijyakkuja  
yleisesti, on tarkasteltava kriittisesti. On tärkeää tietää, että vertailtavien akkujen rakenne,  
olosuhteet ja kuormitukset voivat vaihdella huomattavasti. Nämä tekijät vaikuttavat muun  
muassa akustojen elinikään sekä muihin ominaisuuksiin. Lisäksi akkuvalmistajien ilmoit-  
tamat akustojen suunnitellut käyttöiät voivat vaihdella valmistajittain ja maanosittain.  
Tästä johtuen akustoja ja niiden elinikää käsitteleviä tutkimuksia ja niistä tuloksena saa-  
tuja arvoja on tarkasteltava kokonaisuutena. Lisäksi on huomattava, että suljetut akustot  
ovat kehittyneet viimeisen kymmenen vuoden aikana enemmän paikallisakkukäyttöön  
soveltuvimmiksi. Työssä todettiin, että pitkäikäisimmät ja siten sähköasemakäyttöön par-  
haiten soveltuvat lyijyakustot ovat putkilevyrakenteisia.

Koska akustojen ominaisuudet vaihtelevat paljon käyttökohteittain, kannattaa Fingridin  
kerätä kokemuksia myös muilta vastaavissa olosuhteissa toimivilta toimijoilta, kuten  
muilta suomalaisilta sähköverkkoyhtiöiltä. Lisäksi akustoista on myös syytä keskustella  
tarkemmin akkutoimittajien kanssa.

Vaikka polttomoottorikäyttöisten varavoimakoneiden ja akustojen yhteisjärjestelmien  
kokonaiskustannukset ovat akustoratkaisujen kustannuksia suurempia, olisi niiden käyt-  
töä kuitenkin syytä miettiä etenkin syrjäisillä sekä erittäin kriittisillä asemilla. Varavoi-  
makoneiden etuna on kyky syöttää myös ei-kriittisiä vaihtosähkökuormia ilman tasasuun-  
taajaa. Erittäin pitkissä häiriötilanteissa myös ei-kriittisten kuormien, kuten asemaraken-  
nuksen lämmityksen, toiminta alkaa olla oleellista, jotta esimerkiksi akustot toimivat  
suunnitellusti. Etenkin lyijyakut ovat erittäin herkkiä lämpötilan muutoksille, sillä niiden  
elinikä voi ääriämpötiloissa romahtaa. Lämmityksen tarve kasvaa varsinkin häiriötilan-  
teessa, jossa vallitsevat äärisääolosuhteet.

Tuloksista huomataan, että varavoimakoneiden tehon kasvaessa kokonaiskustannusten  
suhteellinen kasvu on vähäistä, sillä varavoimakoneen hankintahinta on suhteellisen pieni  
verrattuna kokonaiskustannuksiin. Tästä johtuen, mikäli varavoimakoneita tullaan hank-  
kimaan, olisi ne järkevintä mitoittaa reilusti vaadittua suuremmiksi.

Mikäli varavoimakoneiden käyttö apusähköjärjestelmän varmentamisessa yleistyy, olisi myös syytä miettiä, onnistuisivatko varavoimakoneiden koekäynnistykset etäkäytöllä tai jopa automaattisesti määrätyin väliajoin. Koekäytöt ovat huomattava osa varavoimakoneratkaisun kokonaiskustannuksista, joten kauko-ohjauksella voitaisiin saada huomattavia säästöjä. Kaukokoekäytöistä olisi hyötyä etenkin syrjäisillä asemilla, joissa etäisyydet sähköasemille voi olla pitkiä. Mikäli varavoimakoneita hankintaan, on myös tasasuuntaaja mitoitettava siten, että se kykenee syöttämään samalla kuormien häiriötilan virtaa sekä akustojen varausvirran. Tällä hetkellä tasasuuntaajat ovat käytössä ainoastaan normaalitilanteessa, joten ne mitoitetaan normaalitilan virran ja akustojen varausvirran avulla.

Uuden teknologian käyttöönotossa on kuitenkin aina teknologiariski. Avoimia akustoja on jo käytössä laajasti ja niistä saadut kokemukset ovat osoittaneet, että ne ovat toimineet ilman merkittäviä ongelmia. Toisaalta viimeaikoina myös verkon varmuus on ollut luotettavalla tasolla, eikä akustoja ole testattu laajemmin esimerkiksi suurhäiriötilanteessa. Avoimien akustojen akkuhapon käsittelyssä on kuitenkin oma riskinsä, joka voitaisiin välttää suljetuilla akustoilla. Jotta korvaavan teknologian käyttöönotto olisi järkevää, täytyisi sen kuitenkin tuoda merkittäviä hyötyjä tällä hetkellä käytettyyn teknologiaan nähden.

Tulevaisuudessa olisi syytä seurata, kehittyykö jokin teknologia erityisen soveltuvaksi sähköasemakäyttöön ja tuoko se aiemmin mainittuja merkittäviä hyötyjä. Uusista vaihtoehtoista polttokennot vaikuttivat teknisen vertailun mukaan seuraavaksi potentiaalisimmalta vaihtoehdolta. Myös tässä työssä koitettiin selvittää polttokennojen tilannetta, mutta saatavuudesta johtuen kustannuskyselyistä saadut vastaukset eivät olleet tarpeeksi kattavia kokonaistaloudellisen vertailun tekemiseksi. Suomessa polttokennojen käyttö lähitulevaisuudessa todennäköisesti lisääntyy etenkin tietoliikennesovelluksissa, kuten viranomaisverkoissa, sillä myös niiden varakäyntiajan vaatimuksen uskotaan pidentyvän. Polttokennosovellusten yleistyminen voi lisätä saatavuutta myös sähköaseman jännitetasoille.

Vaikka työssä tutkittiin ainoastaan uusia asemia, voidaan tuloksia soveltaa myös jo käytössä oleviin asemiin ja niiden perusparannuksiin. Verkkosäätöesityksen vaatimukset koskevat kaikkia kantaverkon sähköasemia ja muutokset on tehtävä viiden vuoden siirtymäajan sisällä. Avoimen akuston korvaamista suljetulla kannattaa harkita etenkin, jos ilmanvaihto tai akuston vaatimat tilat ovat riittämättömiä varakäyntiajan laajentamiseen. Järkevin vaihtoehto olisi kuitenkin määritellä yksi varavoimavaihtoehto, jota käytettäisiin järjestelmällisesti kaikilla asemilla. Työssä oletettiin varakäyntiajaksi 24 tuntia, mutta koska verkkosäätö on vasta hyväksymisvaiheessa, ei vaatimusta voida pitää täysin varmana. Vaikka verkkosäätö tulisi voimaan nykyisen ehdotuksen mukaisesti, voi varakäyntiaika nousta tulevaisuudessa.

## 10. YHTEENVETO

Tutkimus toteutettiin, jotta Fingrid pystyisi täyttämään mahdollisesti vuonna 2016 voimaan tulevat uudet Eurooppalaiset verkkosäännöt. Yksi säännöistä tulee näillä näkymin vaatimaan, että kantaverkkoyhtiöiden sähköasemien apusähköjärjestelmien tulee toimia vähintään 24 tuntia ilman pääasiallista sähkönsyöttöä. Tällä hetkellä Fingridin sähköasemien apusähköjärjestelmät on varmennettu avoimilla lyijyakustoilla noin 20 tunniksi. Diplomityön tavoitteena oli selvittää, mitkä olisivat kokonaistaloudellisesti parhaat ratkaisut kyseisen vaatimuksen saavuttamiseksi uusilla sähköasemilla.

Työssä selvitettiin kaikki teknisesti potentiaaliset vaihtoehdot apusähköjärjestelmän varmentamiseksi. Vaihtoehdoille tehtiin tekninen vertailu, jossa vertailtiin vaihtoehtojen ominaisuuksia sähköasemakäytössä. Teknisessä vertailussa tuotiin esille, ettei kaikkia varavoimavaihtoehtoja voida käyttää itsenäisesti sähköasemakäytössä, vaan niitä on yhdisteltävä muiden vaihtoehtojen kanssa, jotta voidaan täyttää vaaditut tekniset ominaisuudet. Teknisesti soveltuvimmiksi vaihtoehdoiksi apusähköjärjestelmän varmentamiseksi valikoituvat avoimet ja suljetut lyijyakustot sekä varavoimakoneellinen ratkaisu, joka sisälsi varavoimakoneen sekä pienen lyijyakuston. Teknisen vertailun ohella Fingridille luotiin myös spesifikaatio suljetuille akustoille mahdollisia tulevaisuuden hankintoja varten.

Taloudellisesta vertailua varten työssä selvitettiin avoimista ja suljetuista lyijyakustoista sekä varavoimakoneista syntyvät kustannukset käyttäen alan toimittajien ilmoittamia kustannuksia sekä aiempia keskimääräisiä kunnossapitokustannuksia. Varavoimavaihtoehtojen kokonaiskustannusten nettohyötyjen selvittämiseksi luotiin elinkaarikustannuslaskelma, joka sisälsi tulos- ja kassavirtalaskelmat 40 vuoden tarkasteluajanjaksolle. Työn tuloksista tehtiin myös herkkyyshanalyysi, jossa tarkasteltiin eri muuttujien vaikutusta tuloksiin.

Työn tuloksissa todettiin, että taloudellisessa vertailussa on otettava mahdollisimman tarkasti huomioon kaikki varavoimasta syntyvät kustannukset. Tulokset eivät rajanneet mitään vaihtoehtoa kokonaiskustannuksiltaan edullisimmaksi, muttei myöskään liian kalliiksi. Vertailujen akustojen keskinäiset suhteet vaihtelivat akuston kapasiteetin mukaan, joten tarkastelu on aina tehtävä kapasiteeteittain. Vertailussa selvisi akustojen pitoajan, avoimien akustojen akkuhuoneen sekä varavoimakoneiden koekäynnistysten suuri merkitys vaihtoehtojen kokonaiskustannuksiin.

Työn herkkyystarkastelussa käsiteltiin taloudellisessa vertailussa tehtyjä oletuksia ja niiden vaikutusta varavoimavaihtoehtojen keskinäisiin suhteisiin. Vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa investointi- ja kunnossapitokustannukset, pitoaika, tarkasteluajanjakso, laskekorkokanta sekä inflaatio.



Pitoajan vaikutus perustuu siihen kuinka monesti varavoimavaihtoehto joudutaan uusiimaan tarkasteluajanjakson aikana. Pidemmällä pitoajalla uusimisia tarvitsee tehdä tarkasteluajanjakson aikana vähemmän. Koska avoimien akustojen viemällä tilalla oli suuri vaikutus kokonaiskustannuksiin, on myös tilan kustannuksella oleellinen vaikutus vaihtoehtojen keskinäisiin suhteisiin. Kustannus voi vaihdella huomattavasti muun muassa aseman koon ja sijainnin mukaan. Lisäksi tuloksista huomattiin varavoimakoneen koekäyttöjen ja etenkin niiden vaatimien matkakustannusten suuri vaikutus kokonaiskustannuksiin. Tästä johtuen herkkyystarkastelussa käsiteltiin myös tilannetta, jossa koekäyttöjä ei suoritettaisi paikanpäällä lainkaan, vaan kauko-ohjatusti valvomosta. Tarkastelun mukaan varavoimakoneiden käyttö etenkin suurilla asemilla voisi kaukokäytön johdosta olla vartenotettava vaihtoehto.

## LÄHTEET

- [1] A. Pahkin, VALVE 2014 -harjoitus, Huoltovarmuusorganisaatio. Saatavissa: [http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kayttotoimi\\_kunta/2015/VALVE%202014%20harjoitus%20tilanne.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kayttotoimi_kunta/2015/VALVE%202014%20harjoitus%20tilanne.pdf).
- [2] ENTSO-E, Network Code Overview, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 22.1.2016 ja 15.7.2016): <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/Pages/default.aspx>.
- [3] ENTSO-E, Network Code on Emergency and Restoration (ER), verkkosivu. Saatavissa (viitattu 22.1.2016): <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/emergency-and-restoration/Pages/default.aspx>.
- [4] Network Code on Emergency and Restoration (final proposal), 25.3.2015. Saatavissa: [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20ER/150325\\_ENTSO-E\\_NC%20ER\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20ER/150325_ENTSO-E_NC%20ER_final.pdf).
- [5] J. Grönlund, Sähköaseman kyky toimia 24 h, insinöörityö, Mikkelin ammattikorkeakoulu, 2016, 64 s.
- [6] J. Lappi, Kantaverkon sähköasemien avoimien akustojen korvaaminen suljetuilla, kandidaatintyö, Aalto-yliopisto, 2015.
- [7] Fingrid Oyj, Kantaverkon käsikirja, sisäinen teos, 2011, 682 s.
- [8] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot II, verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet, Otatieto, Helsinki, 2011, 550 s.
- [9] ST-Käsikirja 20 - Varmennetut sähkönjakelujärjestelmät, Sähkötieto ry, Espoo, 2005, 231 s.
- [10] Fingrid Oyj, Ohjeistuswiki, sisäinen verkkoarkisto.
- [11] V. Viita, asiantuntija, Fingrid Oyj, Helsinki. Useita asiantuntijakeskusteluja välillä 11.1.-20.8.2016.
- [12] Fingrid Oyj, sisäiset asemadokumentit.
- [13] SFS-EN 50272-2, Akkujen ja akkuasennusten turvallisuusvaatimukset, Osa 2: Paikallisasut, Suomen standardisoimisliitto SFS, Helsinki, 2001, 65 s.
- [14] P. Hämäläinen, projektipäällikkö, Fingrid Oyj, Helsinki. Asiantuntijakeskustelu 4.7.2016.
- [15] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot I, järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta, Otatieto, Helsinki, 2011, 520 s.

- [16] Vuosikertomus 2015, Fingrid Oyj. Saatavissa: [http://annualreport.fingrid.fi/SiteCollectionDocuments/D\\_FI/VSK\\_FI2015.pdf](http://annualreport.fingrid.fi/SiteCollectionDocuments/D_FI/VSK_FI2015.pdf).
- [17] IEEE Std 485-2010, Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Stationary Applications, IEEE, New York, 2010, 59 p.
- [18] H.Kamath, T.Key, Handbook of Alternative Technologies for Substation Emergency Power: Alternatives for Conventional Lead-Acid Battery Installations, Palo Alto, 2005, 136 p. Saatavissa: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001010603>.
- [19] J. Honkanen, erikoisasiantuntija, Fingrid Oyj, Helsinki. Asiantuntijakeskustelu 6.4.2016.
- [20] J. Koski, projekti-insinööri, Fingrid Oyj, Helsinki. Asiantuntijakeskustelu 6.4.2016.
- [21] T. Laitinen, erikoisasiantuntija, Fingrid Oyj, Helsinki. Asiantuntijakeskustelu 14.3.2016.
- [22] D. Kuosa, rakentamispäällikkö, Fingrid Oyj, Helsinki. Asiantuntijakeskustelu 16.3.2016.
- [23] D. Kuosa, Vika- ja kunnossapitotietojen hyödyntäminen suurjännitekytkinlaitteiden kunnonhallinnassa, diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, 2007.
- [24] S. Eckroad, T. Key, H. Kamath, Assessment of Alternatives to Lead-Acid Batteries for Substations, 2003, 6 p. Saatavissa: <http://www.battcon.com/papersfinal2004/kamathpaper2004.pdf>.
- [25] J. A. McDowall, Substation Battery Options: Present and Future, IEEE Power Engineering Review, November 2000, pp. 4-7.
- [26] R. Alanen, T. Koljonen, S. Hukari, P. Saari, Energian varastoinnin nykytila, VTT Tiedotteita 2199, VTT, Espoo, 2003, 169 s. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2003/T2199.pdf>.
- [27] A. Loivakari, erikoisasiantuntija, Fingrid Oyj, Helsinki. Asiantuntijakeskustelu 4.4.2016.
- [28] Classic OPzS, GNB Industrial Power. Saatavissa: [http://www.exide.com/Media/files/Downloads/IndustEuro/Classic\\_OPzS\\_en.pdf](http://www.exide.com/Media/files/Downloads/IndustEuro/Classic_OPzS_en.pdf).
- [29] Sonnenschein A600, GNB Industrial Power. Saatavissa: [http://www.exide.com/Media/files/Downloads/IndustEuro/Sonnenschein\\_A600\\_en.pdf](http://www.exide.com/Media/files/Downloads/IndustEuro/Sonnenschein_A600_en.pdf).
- [30] ST-Käsikirja 31 - Varavoimalaitokset, Sähkötieto ry, Espoo, 2000, 118 s.

- [31] P. Kanninen, Exide Technologies Oy, Helsinki. Useita asiantuntijakeskusteluita välillä 11.1.-20.8.2016.
- [32] Maankäyttö ja ympäristöpolitiikka, Fingrid Oyj. Saatavissa (viitattu 22.7.2016): [http://www.fingrid.fi/fi/vastuullisuus/ymparisto/maank\\_ja\\_ypol/Sivut/maank\\_ja\\_ypol.aspx](http://www.fingrid.fi/fi/vastuullisuus/ymparisto/maank_ja_ypol/Sivut/maank_ja_ypol.aspx).
- [33] S. Vahlman, tuotepäällikkö, Enersys Europe Oy, Helsinki. Useita asiantuntijakeskusteluita välillä 11.1.-20.8.2016.
- [34] R. Brunberg, Ultrapower Oy, Helsinki. Useita asiantuntijakeskusteluita välillä 11.1.-20.8.2016.
- [35] H. Kettunen, Enercotek Oy, Helsinki. Useita asiantuntijakeskusteluita välillä 11.1.-20.8.2016.
- [36] ST 52.30.02, Akustot ja varaajat - Valinta ja mitoittaminen, Sähkötieto ry, Espoo, 2012, 3 s.
- [37] C. Searler, M. Schiemann, Understanding and Differentiating Design Life, Service Life, Warranty and Accelerated Life Testing for Lead Acid Batteries, 2014, 9 p. Saatavissa: <http://www.battcon.com/PapersFinal2014/8%20Searles%20Paper%202014%20Final.pdf>.
- [38] W. Rusch, K. Vassalo, G. Hart, Flooded (VLA), Sealed (VRLA), GEL, AGM Type, Flat Plate, Tubular Plate: The When, Where, and Why. How Does the End User Decide on the Best Solution?, 2006, 9 p. Saatavissa: <http://www.battcon.com/papersfinal2006/ruschpaper2006.pdf>.
- [39] R. Hiltunen, Vanadiiniakut, kandidaatintyö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2015. Saatavissa: [https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/113742/Kandidaatinty%C3%B6\\_Hiltunen\\_Riku.pdf?sequence=2](https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/113742/Kandidaatinty%C3%B6_Hiltunen_Riku.pdf?sequence=2).
- [40] E. Tzimas, R. L. Moss, P. Ntagia, 2011 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan), JRC Scientific and Technical Reports, Luxembourg, 2011, 174 p.
- [41] Electricity Storage, Technology Brief, IRENA, 2012. Saatavissa: [https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ET\\_SAP%20Tech%20Brief%20E18%20Electricity-Storage.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ET_SAP%20Tech%20Brief%20E18%20Electricity-Storage.pdf).
- [42] Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids, IEA, 2009. Saatavissa: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy\\_storage.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy_storage.pdf).
- [43] E. Ryyänen, projektimyyjä, Wihuri Oy, Vantaa. Useita asiantuntijakeskusteluita välillä 11.1.-20.8.2016.
- [44] A. Hamina, Machinery Oy, Helsinki. Useita asiantuntijakeskusteluita välillä 11.1.-20.8.2016.

- [45] J. Ihonen, tutkija, VTT, Espoo. Asiantuntijakeskustelu 10.2.2016.
- [46] R. Mikkonen, Polttokennot ja vetyteknologia, Tampereen teknillinen yliopisto, 2006.
- [47] Energy Storage Technologies, EASE, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 30.6.2016): <http://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>.
- [48] T. Gudiksen, myyntipäällikkö, Dantherm Power A/S, Hobro. Asiantuntijakeskustelu 15.7.2016.
- [49] K. Neilimo, E. Uusi-Rauva, Johdon Laskentatoimi, 6.-10. painos, Editra Prima, Helsinki, 2010, 366 s.
- [50] E. Lakervi, J. Partanen, Sähköjakeluteknikka, Otatieto, Helsinki, 2009, 295 s.
- [51] G. Arnold, Corporate Financial Management, 3rd edition, Harlow, England, 2005, Pearson Education Limited, 1200 p.
- [52] E. Lakervi, E. J. Holmes, Electricity distribution network design, 2nd edition, Short Run Press Ltd, Exeter, 1998, 325 p.
- [53] A. Lehtinen, esisuunnittelija, Fingrid Oyj, Helsinki. Asiantuntijakeskustelu 7.7.2016.
- [54] M. Wiren, vanhempi asiantuntija, Fingrid Oyj, Helsinki, Asiantuntijakeskustelu 7.7.2016.
- [55] MAOL-taulukot, MAOL ry, Otavan Kirjapaino Oy, Keuruu, 2000, 159 s.
- [56] Lämpötila- ja sadetilastoja vuodesta 1961, Ilmatieteenlaitos. Saatavissa (viitattu 13.7.2016): <http://ilmatieteenlaitos.fi/tilastoja-vuodesta-1961>.
- [57] M. Laaksonen, Machinery Oy, Asiantuntijakeskustelu 4.7.2016.
- [58] J. Hietaoja, KW-set Oy, Helsinki. Asiantuntijakeskustelu 1.6.2016.
- [59] T22K, General and Engine Characteristics, SDMO, 2016, 5 p. Saatavissa: <http://www.sdmo.com/EN/Products/PPR/Power-gen-products/PRINT/T22K>.